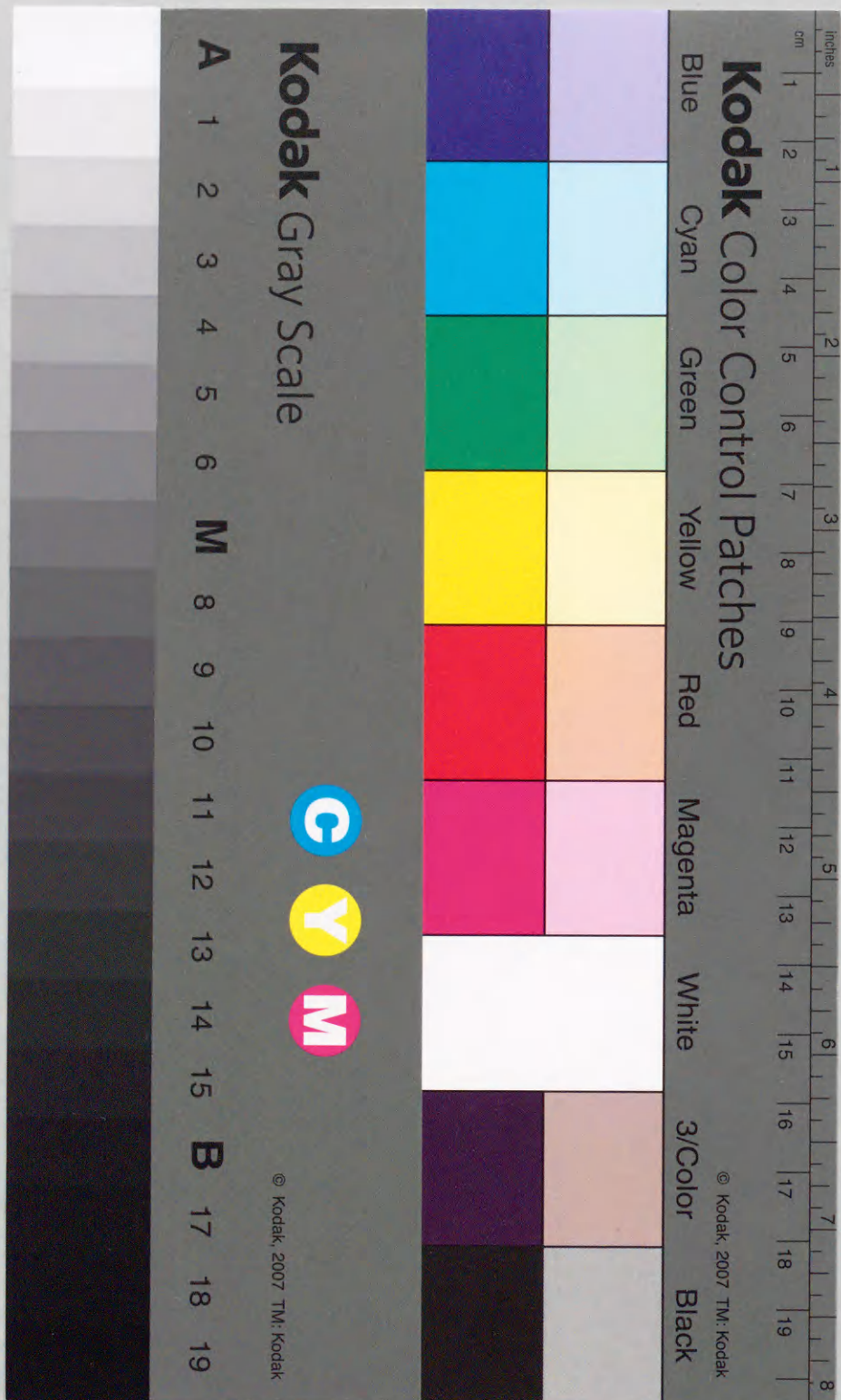


電力需要と需要家行動の数理分析

1992年12月

博士(工学)

土屋 幸男  
豊橋技術科学大学





①

## 電力需要と需要家行動の数理分析

1992年12月

博士（工学）

土屋 幸男

豊橋技術科学大学



## 論文要旨

論文題目	電力需要と需要家行動の数値分析
------	-----------------

近年の自家発電システムならびに新型の分散型発電システムの急速な発展は、電力需給市場を競争型へと変えつつある。また、電力需給の問題は電力化率が上昇した今日、地球環境保護の問題と複雑にからみあい、エネルギーシステムの根本的な問題となりはじめ、電力需要と電気料金の関係には新たな対応が求められようとしている。そこでは、電力の供給者である電気事業者側のトップダウン型のマクロな電力需給の研究のみならず、需要家側からのボトムアップ型のミクロな研究も大きな意味を持つことになる。電力需要に関して前者の供給側に立脚する研究には多くの成果が報告されているが、後者の需要家側からの負荷研究、すなわち需要家行動の分析の研究は、電力購入の形態が千差万別で一般性に欠けるということもあり、また料金制度に大きく依存するため、殆ど検討されていないのが実状である。

このような状況を踏まえ、本論文は電気事業の将来像をより明確にする目的で、需要家の行動の側面から検討を試みるものである。主として系統電力依存型電力需要家の電力需要の統計分析、同需要家の料金制度への反応および自家発電需要家の行動という、大きく異なる3つの視点から、需要家行動の数値分析を行なう。

全編は10章からなる。第1章は序論であり、研究分野の背景と本研究の目的について述べる。第2章では学校を対象とする電力需要の周波数スペクトル分析を行ない、卓越スペクトルモデルを提示する。第3章では公共団体庁舎の電力デマンドモデルとして、卓越スペクトルモデルと低次次数集合モデルの比較を行ない、卓越スペクトルモデルの優位性について述べる。第4章では市庁舎の電力需要を主成分分析し、固有、ピークおよび特異日の電力需要特性図を作成する手法を提示する。第5章では、はじめにわが国の主要鉱工業の電力需要



の形態の分類を行なう。続いて産業電力需要家の季時別料金制度への反応を総コスト最小化の線形計画法の問題としてとらえ、これを軽電機産業の一需要家に適用し、季時別料金制度の効果を実証する。第6章では低電力原単位型の需要家に対する変動基本料金制度の適用について述べる。第7章では逆潮流許容下で、自家発電を最適運用する需要家の年間総電力コストを算定するための非線形最適化モデル式を提案し、コスト要因と潮流モードについて分析を行なう。第8章ではごみ焼却発電施設を例にとり、燃料費の不確定性を考慮した場合の自家発電設備容量と契約電力の決定のための最適化問題について述べる。第9章では、自家発電の1つとしてごみ焼却発電をとりあげ、わが国の個別のごみ焼却施設を対象に、発電電力量と消費電力量の伸びから逆潮流電力量を予測するモデルを構築する。第10章は結論である。

## SUMMARY

## Mathematical Analysis of Electricity Demand and Customer Behavior

Yukio TSUCHIYA

## SUMMARY

Non-Commercial Power Plants (NCPs) and new dispersion type energy systems are beginning to change the electric energy marketplace into competitive world. In order to make clear the future electric energy marketplace, in this thesis the electricity demand and the customer behavior are investigated using the mathematical analysis.

Two types of customers are chosen as the subject to the analysis: ordinary customers and NCP customers. The former only purchase electricity from the utility, but the latter can sell reverse-power-flow energy to the utility as well as purchase electricity from the utility.

Mathematical analysis is executed with the following issues:

- variation in electricity demand of the ordinary customers
- response of the ordinary customers to pricing system
- response of the NCP customers to facility cost, fuel price and purchased/sold electricity charges.

In chapter 1, the purpose, the background and the abstract of each chapter of this thesis are described.

In chapter 2 and 3, an eminent spectral model and a low order harmonic set model are proposed for estimating the annual electric energy consumption (AEEC) at a college and three public buildings. The observations of variations of electricity demand are carried out at Hachinohe National College of Technology from September 1983 to May 1985, and at three public buildings of Aomori Prefecture in 1985. The eminent spectral model has greater accuracy and is higher in computational speed than the low order harmonic set model.

In chapter 4, the electricity demand of a municipal office over a five-year period is analyzed using the principal component analysis. The components of the electricity demand are divided into major components and minor components. The major components are drawn as peak-electricity demand maps, and the minor components are drawn as electricity demand maps of singular days. The singular days correspond to national holidays.

In chapter 5, the industrial electricity demand is analyzed under the time of use pricing (TOUP). The concept of "kW/person" is introduced as the key index for customers' response to the TOUP, and then a macro-economic system model is developed on the basis of minimum cost principle. The model is applied to an electronics firm under the assumption that less workers will give rise to higher wages. The result indicates that even those firms which are now labor intensive may gain profit in future if the TOUP is introduced.

In chapter 6, the changeable contract demand pricing is applied to a cold storage industry in fishery that is low level average kWh customer. This pricing is effective in peak



clipping of the customer's load.

In chapter 7, a nonlinear programming model is proposed for optimizing the annual total cost of electricity of NCP under permission for reverse-power flow. The power-flow modes are classified into three modes: the conventional-power-flow mode, the reverse-power-flow mode and the mixed-power-flow mode, and the cost factors of each mode are made clear. An actual refuse-fired power plant is adopted as numerical examples.

In chapter 8, the optimal operation of the NCP is analyzed under the changeable fuel price and TOUP. A linear programming method is used for determination of the scale and contract demand of the NCP. The method is applied to an existing NCP which burns municipal refuse. It is found that the optimal scale and reduction of mean operation cost are strongly affected by uncertainty between fuel and electric energy charge.

In chapter 9, the total reverse-power-flow energy from refuse-fired generating plants in Japan is estimated using a long-term model. The model is based on an exponential growth model and a newly developed interpolating method. The data used in the model are the generated electric energy and the electric energy consumption of each plant. The results show that the total annual generated output equals to the total AEEC in 1993-1995. In 2010, the annual generated output is three times as much as the total AEEC and thus the total reverse-power-flow energy to the utility is 18 TWh.

In chapter 10, the principal results and concluding remarks throughout this thesis are summarized. Several suggestions for future work are also included.

電力需要と需要家行動の数値分析

目次	ページ
第1章 緒論 .....	1
1. 1 電力需要研究の背景 .....	1
1. 2 電力需要の変動 .....	2
< 1. 2. 1 > 潮流の揺らぎ成分 .....	2
< 1. 2. 2 > 電力の需要・供給に働く経済原則 .....	2
1. 3 電力需要分析 .....	3
1. 4 電力需要と電気料金制度 .....	4
< 1. 4. 1 > ロードマネジメントと料金問題 .....	4
< 1. 4. 2 > 規制緩和と自家発電問題 .....	6
< 1. 4. 3 > 電気料金の新しい流れ .....	7
< 1. 4. 4 > 分散型電源と電気料金制度 .....	8
1. 5 本論文の意義と目的 .....	10
第1章の文献 .....	12
第2章 学校の受電設備における卓越スペクトルによる	
年間総電力量の推定 .....	14
2. 1 まえがき .....	14
2. 2 設備 .....	15
< 2. 2. 1 > 電力量計測装置 .....	15
< 2. 2. 2 > 受電設備 .....	15
2. 3 デマンド変動の分布特性 .....	16
< 2. 3. 1 > 平均値, 歪度, 尖度 .....	16
< 2. 3. 2 > 平均値, 歪度, 尖度の相関 .....	19
2. 4 年間総電力量の推定 .....	21
< 2. 4. 1 > デマンドのパワースペクトル .....	21



< 2. 4. 2 > 卓越スペクトルモデル .....	22
< 2. 4. 3 > 年間総電力量推定への適用 .....	25
2. 5 まとめ .....	29
第2章の文献 .....	30
第3章 公共団体庁舎の受電設備のデマンドモデル .....	31
3. 1 まえがき .....	31
3. 2 設備 .....	31
< 3. 2. 1 > デマンド計測装置 .....	31
< 3. 2. 2 > 受電設備 .....	31
3. 3 公共団体庁舎のデマンド変動の特徴 .....	32
< 3. 3. 1 > デマンド変動の表現 .....	32
< 3. 3. 2 > スペクトル特性 .....	35
3. 4 デマンドモデルの比較 .....	38
< 3. 4. 1 > 卓越スペクトルモデルと低次次数集合モ デル .....	38
< 3. 4. 2 > 2つのモデルの比較 .....	39
3. 5 まとめ .....	41
第3章の文献 .....	42
第4章 市庁舎の電力需要の主成分分析とその応用 .....	43
4. 1 まえがき .....	43
4. 2 主成分分析 .....	44
< 4. 2. 1 > 主成分分析の概要 .....	44
< 4. 2. 2 > 主成分分析の前処理 .....	45
< 4. 2. 3 > 第1主成分 .....	46
< 4. 2. 4 > 第2～第p主成分 .....	46
4. 3 処理の結果と検討 .....	47
< 4. 3. 1 > 固有値寄与率と固有ベクトル .....	47
< 4. 3. 2 > 主成分スコアの散布図 .....	48

< 4. 3. 3 > 固有, ピークおよび特異日需要特性図 ...	51
4. 4 まとめ .....	53
第4章の文献 .....	54
第5章 産業電力需要と季時別料金制度 .....	55
5. 1 まえがき .....	55
5. 2 マクロな立場からの季時別料金制度導入可能性の検討 .	56
< 5. 2. 1 > 産業別の1人当り電力需要 .....	56
< 5. 2. 2 > ブレークイーブンkW/man .....	56
< 5. 2. 3 > 産業別ブレークイーブンkW/manの推移領域 .	58
< 5. 2. 4 > 収入中立の料金比 .....	59
5. 3 生産工程モデル .....	61
< 5. 3. 1 > 生産工程の一般化モデル .....	61
< 5. 3. 2 > 1人当り需要電力, 賃金, 均一料金の増加 速度 .....	64
5. 4 試算例 .....	65
< 5. 4. 1 > 操業計画の設定 .....	65
< 5. 4. 2 > 試算結果 .....	69
5. 5 まとめ .....	71
5章の文献 .....	72
第6章 変動基本料金制度下での負荷平準化 .....	73
6. 1 まえがき .....	73
6. 2 変動基本料金制度 .....	74
< 6. 2. 1 > 問題設定 .....	74
< 6. 2. 2 > 定式化 .....	75
6. 3 変動基本料金制度の導入の効果 .....	77
< 6. 3. 1 > 最大需要電力の変化と節約率の変化 ....	78
< 6. 3. 2 > 2つの料金制度の適応領域 .....	81
6. 4 数値例 .....	83



< 6. 4. 1 > 産業別電力原単位 .....	83
< 6. 4. 2 > 八戸港の冷凍・冷蔵業界の電力原単位 ...	83
< 6. 4. 3 > 変動基本料金制度の適用試算 .....	85
6. 5 変動基本料金制度導入時の留意点 .....	87
6. 6 まとめ .....	88
6章の文献 .....	89
第7章 逆潮流許容下での自家発電最適運用のコスト要因と	
潮流モード .....	90
7. 1 まえがき .....	90
7. 2 年間総電力コストの定式化 .....	91
7. 3 コストの要因分析 .....	93
< 7. 3. 1 > 順潮流モード .....	93
< 7. 3. 2 > 逆潮流モード .....	95
< 7. 3. 3 > 複合潮流モード .....	96
7. 4 逆潮流モードと順潮流モードの遷移点 .....	98
7. 5 数値例 .....	100
< 7. 5. 1 > コストと電力の基準化 .....	100
< 7. 5. 2 > コスト要因の内訳 .....	100
< 7. 5. 3 > 最適潮流モード .....	103
7. 6 まとめ .....	104
7章の文献 .....	105
第8章 燃料費不確定性のもとで季時別料金制度を導入する	
自家発電需要家の最適運用 .....	106
8. 1 まえがき .....	106
8. 2 定式化 .....	107
< 8. 2. 1 > 年間総電力コスト .....	107
< 8. 2. 2 > 季時別料金単価の設定 .....	111
< 8. 2. 3 > 誘導単価 .....	113

8. 3 基準化とコストの要因 .....	113
< 8. 3. 1 > コストと電力の基準化 .....	113
< 8. 3. 2 > コストの要因 .....	114
8. 4 清掃工場の例 .....	115
< 8. 4. 1 > 負荷と燃料費・料金比の設定 .....	116
< 8. 4. 2 > 燃料費不確定性下の反応 .....	118
8. 5 まとめ .....	125
8章の文献 .....	126
第9章 ごみ焼却発電における逆潮流電力量の推定モデル .....	
9. 1 まえがき .....	127
9. 2 ごみ焼却発電の基本統計値 .....	128
< 9. 2. 1 > 年間ごみ焼却処理量の推移と将来予測 ..	128
< 9. 2. 2 > 焼却処理施設の分類 .....	129
< 9. 2. 3 > 消費電力量 .....	130
< 9. 2. 4 > 逆潮流の可能な施設規模 .....	131
< 9. 2. 5 > 発電端熱効率 .....	132
< 9. 2. 6 > 稼働率 .....	133
9. 3 焼却炉の処理能力 .....	135
< 9. 3. 1 > 焼却炉の処理能力の成長率 .....	135
< 9. 3. 2 > 処理能力の決定 .....	137
9. 4 発電設備規模 .....	137
< 9. 4. 1 > 指数成長モデルによる発電規模の予測 ..	137
< 9. 4. 2 > 積み上げ法による発電設備規模の予測 ..	139
9. 5 電力量の均衡 .....	140
< 9. 5. 1 > 発電電力量 .....	140
< 9. 5. 2 > 消費電力量 .....	140
< 9. 5. 3 > 逆潮流電力量 .....	141
9. 6 まとめ .....	142
9章の文献 .....	143



## 第1章 緒論

## 1.1 電力需要研究の背景

地球温暖化、オゾン層の破壊、生物種の絶滅など、現在われわれが直面している地球環境問題は、将来世代に対し計り知れない犠牲と負担を強いることが予想される。祖先から受け継いだ地球環境を、いかに将来世代に発展の可能性を残したまま継承させるかという問題は、われわれ現世代に投げかけられた大きな課題の1つである。

地球環境を大きく変える要因の1つはエネルギー需要の動向である。21世紀を間近にひかえて、世界的なエネルギー需要の増勢、エネルギー間競争の激化、都市集中化などの国内外のエネルギー・経済情勢は大きな変貌を遂げようとしている。1970年代の石油危機は、化石燃料が有限であることを確認させ、今日の地球温暖化問題は、資源枯渇よりも地球環境容量の制約が先に顕在化する可能性が高いことを警告している。エネルギーシステムは、地球の有限性の効果が表れるほどまでに巨大化したのである<sup>(1)</sup>。

一方、エネルギーの供給技術には規模の経済性の限界など技術進歩に停滞が見られる。石油危機後の集中的な研究開発の努力にもかかわらず、近年大きな進展は見られない。またエネルギー需要については、途上国を中心に引続き需要の量的拡大が見込まれる。先進国においては、特に都市部において高品質エネルギー需要が増大している。この中で電力エネルギーの果たす役割は大きい。高度情報化社会を支えるエネルギーには高い供給信頼度が要求され、シェアを増しつつある業務・家庭用エネルギー需要は負荷の時間変化が激しく複雑で、電力ピーク需要対策など新たな問題を生み出している。

今後のエネルギーシステムは、供給の安定性、経済性、環境適合性という従来からの基本的な要求に応えると同時に、長期的なエネルギー供給源としての非化石エネルギーの活用をめざすとともに、あらゆる手段での省エネルギーを追求しなければならない。また、エネルギーを所与のものとしてシステムを構成するのではなく、需要と供給、双方における対策を総合的に組合せ、最適な

第10章 総括 .....	144
10.1 まえがき .....	144
10.2 本研究で得られた知見 .....	144
<10.2.1> 電力需要の統計分析 .....	144
<10.2.2> 料金制度への反応 .....	145
<10.2.3> 自家発電需要家の行動 .....	145
10.3 今後の課題 .....	146
謝辞 .....	148
索引 .....	150
本研究に関する発表論文 .....	152



対応が行えるよう、エネルギーシステムの新たな統合を構築する必要がある。

この章では、まず、1.2節では電力需要変動には揺らぎ成分があることを述べ、スペクトルの極低周波成分は電気事業の経営管理に属することを述べる。

1.3節では電力需要分析に関する従来の研究の推移を概観する。1.4節では電力需要と電気料金制度について従来の研究を概観し、現在の課題、将来の料金制度について述べる。1.5節では、本論文の意義と目的について述べる。

## 1.2 電力需要の変動

### <1.2.1> 潮流の揺らぎ成分

一般に、電力系統の潮流は複数のランダムな電力需要を合成したもので表わすことができると考えられている。ところがこの潮流をスペクトル分析すると、潮流揺らぎ成分と呼ばれる一つの特性が得られる。この揺らぎ成分と系統状況との関連性を明らかにした研究はきわめて少ない<sup>(2)(3)(4)</sup>。系統の揺らぎ成分はこれまでのところ0.1～数Hzの領域で検討され、 $1/f^2 \sim 1/f$ のパワースペクトルを示すことが知られている。しかし、理論的根拠は明らかでない<sup>(4)</sup>。

この揺らぎ成分の発生の原因は系統内部の小さな負荷変動、変電所レベルの開閉操作、さらに発電機の投入、脱落などが原因と考えられている。技術的な応用として、揺らぎ成分の特性を常時監視することにより、系統の異常監視への適用が考えられている。これは系統のセキュリティ評価に役立つ<sup>(1)</sup>。

### <1.2.2> 電力の需要・供給に働く経済原則

揺らぎ成分の周波数領域を極低周波領域( $10^{-4} \sim 10^{-7}$  Hz: 周期は1時間～1月)に広げると、どのような結果が得られるのであろうか。ここで対象とする極低周波の領域は、電力系統の経済運用(Economic Load Dispatching: ELD)の約 $10^{-3}$  Hzより1桁以上低い周波数領域である。この周波数領域は日常の系統制御の守備範囲を越え、電気事業の経営管理の領域に属する。このため、これまで系統制御技術という立場では検討されることは少なかった。

言葉を変えたとこの極低周波領域では、需要側と供給側に直接の利害関係を

生み出す別の制御則、すなわち経済原則が働く。ここでは料金体系を仲介とした、最適な電力潮流が形成される。この中には電気事業者の発電、需要家の電力購入という電力売買の形態に留まらず、自家発電の設置、電力系統への逆流などにも含まれ、料金制度、各種の規定、ガイドライン、および法令が大きな役割を果たす。

## 1.3 電力需要分析

極低周波領域で電力需要を検討する場合は、はじめに需要家の日負荷曲線をモデル化しなければならない。まず対象となる周期は、1日、1週間、1季節、1年というスケールである。これらは多くの電気現象と比べて、時間のスケールがまったく異なる。ここで、この種の需要研究を進めるために多くの手法が提案されてきた。本項では電力需要の分析について概観する。

1970年代に入り米国においては需要(負荷)研究の必要性が叫ばれ始めた。1978年のPURPA(Public Utility Regulatory Policy Act: 公益事業規制政策法)においては、年間の売上げが5億kWh以上の電力会社は4年ないし5年ごとに需要研究の成果を政府に提出する義務が課せられた。そのため、米国では数多くの需要研究が行なわれており、このための手法も発展している。これらの数多くの成果の多くはEPR I(Electric Power Research Institute: 米国電力研究所)からまとまった形で報告されている。またわが国の電力中央研究所では昭和58年(1983年)から、設備の有効利用や負荷平準化等のためのロードマネジメント(LM: Load Management)の研究に着手している。次に米国で行なわれている需要研究の方針について若干紹介する<sup>(6)</sup>。

電力需要の研究は、少数の需要家についての需要パターンを分析し、それと同質な多数の需要家の需要パターンの推定に用いることである。主な課題は(1)需要研究を行なう目的の確定化、(2)需要研究の方法、(3)需要研究データの転用可能性である。

まず(1)の需要研究の目的として、(i)料金設定のための供給コストの研究、(ii)ロードマネジメントの評価、(iii)負荷予測の3つがあげられる。



続いて(2)の需要研究の方法は次のようである。データの収集のためにサンプルとなる各需要家に測定器を設置するため多大な費用がかかる。従って、より少ないデータでより正確な結果を得ることが望まれ、サンプリング計画は重要である。どのようなデータが必要かは需要研究の目的によって異なる。さらに研究結果に要求される統計的な性質によりサンプル数も決まる。サンプリング計画の基本手順として(i)母集団の特定化、(ii)サンプルを選ぶときの補助情報の決定、(iii)サンプル選択の方法の決定、(iv)サンプルの選択、(v)サンプルの検証が必要とされる。

(3)の需要研究の転用可能性については、貸し手と借り手の電力会社が適切な属性情報を持っていることを必要条件としている。具体的には需要形状の類似度を判断するための変数として、気象データ、人口統計データ、経済変数が類似していることが必要である。

統計解析手法としては、基本となる確率分布をはじめとして、クラスター分析、ピーク需要分析等がある。また負荷曲線の推定では、(1)電気器具別の負荷曲線の推定、(2)系統負荷曲線の推定がある。

電力需要研究ではサンプルデータを分析し、これをモデル化することにより、はじめて有用性が認められる。電力需要のモデルの種類には、限られた期間の需要データをもとにその中に内在する法則性を見つけるというモデル研究と、計量経済学に基づくモデル研究がある。後者は予測も含む。いずれも目的とする研究内容によりその内容は大きく異なり、膨大な研究報告がある。

#### 1.4 電力需要と電気料金制度

##### <1.4.1> ロードマネジメントと電気料金<sup>(7)</sup>

電力需要は、従来、電気事業経営者にとって所与のものとされてきた。与えられた需要に対して供給計画を立てて、コストを算定し電気料金でそのコストを回収する、というプロセスを行ってきたわけである。ところが、近年、電力の需給両面において不確実な要素が増大し、同時に系統の負荷率は低位に移している。前者の不確実性としては、供給面での燃料価格等コストの不安定

性、需要面での天候や気温等の不規則要因依存性などがあげられる。一方、後者の系統負荷率の低位推移は、電力多消費型産業の減少とそれとともなうサービス産業の増大といった産業構造の変化、冷暖房設備の普及といった電力消費機器の変化、労働時間の短縮といった労働および生活形態の変化に由来する。こうした傾向は世界的なものとなっており、電力設備の非効率的利用や過剰設備投資を引き起こし、電力生産コストの上昇につながる。

このような状況を背景にして、1970年代の米国では、電力の供給側が需要側に積極的に働きかけて望ましい負荷特性を誘導し、電力設備の利用率向上と設備投資の効率化を図る、という考え方がクローズアップされてきた。この考え方に基づく種々の方策はLM、あるいはデマンドサイドマネジメント(DSM: Demand Side Management)と呼ばれる。この概念は、その後、20年を経た現在に至るまでさまざまに具体化され、実用化に移されてきた。

LMの目的は、積極的に負荷特性を変化させる、ということである。その目標となる負荷特性およびそのための手段を、EPRIのC.W.Gellingsは次に示す6つのパターンに分類している<sup>(8)</sup>。

- |               |                       |
|---------------|-----------------------|
| (1) ピーク削減     | — 直接負荷制御等             |
| (2) 谷間需要創生    | — 夜間給湯/空調の電化          |
| (3) 負荷移行      | — 蓄熱装置の導入、季時別料金制度の採用等 |
| (4) 省エネルギー    | — 機器高効率化等             |
| (5) 需要開拓      | — 電化の促進等              |
| (6) 負荷の制御性の向上 | — 負荷遮断可能料金制度の導入等      |

広義のLMには多くの手段があり、また定義もまちまちで一つに定まらない。そこで、LMを狭義に限るならば、直接負荷制御と電気料金制度による間接的な負荷制御の2つが考えられる。

直接負荷制御は、電力会社が電力線、電話線、あるいは無線によって、電力需要機器を直接操作するもので、通常、料金上の優遇措置を伴う。電気料金制度は、電気料金を介して、需要家が自発的に負荷特性を変化させることを期待するものであり、ミクロ経済学の理論を背景としている。

後者の料金制度によるLMの代表的手段は、季時別時間帯別料金制度(TOP: Time-of-Use Pricing)である。これは、簡単に言うと、電力の使用に



対して、需要の多いとき（ピーク時）には高い料金を、需要の少ない時（オフピーク時）には安い料金を割り当てる、というものである。これにより、ピーク時の需要の軽減、オフピーク時の需要の増加が期待できる。

米国やフランスでの料金制度に関する研究は非常に多く、歴史も長い。料金制度に関する研究では、よりよい料金体系の提案とその有効性の検証に力点が置かれるため、これらの膨大な研究報告はほとんどすべて価格設定理論と需要家の反応の2点に関するものである。

#### < 1. 4. 2 > 規制緩和と自家発電問題

公益事業の規制に関する議論は公益事業論の中心的な課題とされ、その歴史も長い。電力、通信、ガス、鉄道、航空などの事業で規制が必要とされてきた背景には、規模の経済性（Economy of Scale / Scale Merit）という概念があった。この概念に基づく自然独占モデルが、規制を正当化してきた。このモデルによれば、規模の経済性が顕著な公益事業の市場では、そのサービスの必需性、同質性のため企業規模の拡大を目的とした需要獲得競争は、需要価格が企業の存続を不可能にするほどの価格引き下げ競争になるとされる。この状態は一般に破滅的競争といわれる。最終的には、充分に需要を獲得した企業の独占状態か、2、3の企業の談合による寡占状態になると想定される。競争の過程で造られる過剰設備、独占・寡占企業の利益追求行動などが、社会的観点から望ましくないため、こうした事業には政府による規制が必要とされる。以上が、規制論議の根拠であった<sup>(7)</sup>。

ところが、近年、この規制論の根拠には各方面から疑問が投げかけられてきた。すなわち、大規模集中システムの優位性を部分的に否定した報告がなされ始めたことである。例えば、日本では経営規模がある程度以上大きい上位3社では、統計的にも有意な規模の経済性が認められるが、下位6社では、有意な規模の不経済性が発生していること<sup>(8)</sup>が報告されている。

電気事業については、送電部門と配電部門については費用の埋没性が大きく、かつ規模の経済性およびネットワークとしての範囲の経済性が強く働くが、発電部門についてはある程度競争が可能な市場に変化してきているとの分析が報告されてきている<sup>(10)</sup>。送電部門への無差別なアクセスが保証されれば、発電

部門に本格的な競争導入も考えられる。

このような電気事業での大幅な規制緩和の1つとして、現在議論されているのが、託送（Wheeling Service）<sup>(11)</sup>と呼ばれるサービスと自家発電の余剰電力の地域的な供給の自由化である。託送は、電力会社による第三者のための送電サービスで、電力会社以外の発電設備所有者が電力会社の送電網を介して他の地域に電力を送電することを認めるものである。現在の日本ではこの託送は、送変電設備の貸与という性格が強いため、電気事業法によって厳しく規制されている（第13条）。しかし、これが自由化されれば、自家発電設備を持った企業等の需要家が、各地に分散する工場や事業所間での自家発電電力の融通ができることになる。更に、この自家発電電力の販売が許可されれば、事実上、発電部門での大幅な規制緩和がなされたことになる。米国では、PURPAできわめて限定された形での託送が容認され、以来、賛否両論をまきおこしている。

日本では、自家発電の余剰電力の地域供給が電気事業法によって規制され、例外的な「特定供給」として通産大臣の許可を受けた者のみが、一定の範囲に限って行なうことができるとされている（第17条）。この自由化は、事実上、地域に密着した中小規模の電気事業を許可することになるため、電気事業の大幅な自由化につながる。

#### < 1. 4. 3 > 電気料金の新しい流れ

電気事業における料金問題は、LMという主として負荷率改善のための負荷管理および制御の手法として長らく議論されてきたものであるが、最近ではその趣をやや異にしている。これは、LMの考え方自体の変化にも対応している。最近では、負荷を管理するというよりも、需要家と一体になったエネルギーシステムの構築という点に力点が置かれ、情報処理技術・通信技術を駆使して、需要家側でもエネルギー消費の管理を行なうという考え方である。

新しい料金制度の展開方向はさまざま考えられるが、限界費用価格付けを基礎として、その適用を時間、品質、需要種別に拡大したものが基本であろう。さらに電力供給のシナリオとして、現在の発・送・配電一貫システムをベースとして分散型電源が普及し、長期的には複合電力供給体制が形成されていくことが描かれている<sup>(12)</sup>。このような供給システムの下では、自家発電・コジェ



ネレーション・システム (Cogeneration System = C G S : 熱電併給発電) との競合・協調の中で、社会厚生上最適な料金の形成が求められるとともに、電力系統との接続に伴う自家発電余剰電力の購入価格などの新たな料金問題が解決されなくてはならない。

省エネルギーを実現化し、また多様なニーズに応じていくために、時間帯別・品質別料金制度も必要になる。さらに中長期的な対策として、季時別料金をいっそう押し進めた実時間料金制度 (Spot Pricing) <sup>(13)</sup> や 品質 (供給信頼度) 別電力供給であるプライオリティ・サービスの導入可能性についても検討されている。これらの革新的料金制度は米国を中心に導入されているが、負荷平準化だけでなく需要家の選択幅の拡大を通じて自家発電・C G S などとの競争への対応策としても位置づけられている。

例えば実時間料金制度は、米国サンフランシスコのパシフィックガス&電力会社、南カリフォルニア・エジソン社など米国を中心に実証プログラムが実施されている。また、プライオリティ・サービスはアラバマ電力、ウィスコンシン電力など米国を中心に、フランス、台湾などで実施されている。このサービスの実用化のためには、時間帯ごとの電力消費を把握するメータや供給信頼度に応じて個別に負荷制御を行なう装置のコストダウン等が解決されるべき課題とされている<sup>(12)</sup>。

自家発電・C G S の系統への接続に伴う料金問題では、託送料金や余剰電力の購入価格などについての検討も必要であり、ゲーム論をもとにした理論的研究が進められている<sup>(14)(15)</sup>。自家発電余剰電力については、米国におけるように、電気事業に購入義務を課すべきかどうかの議論が展開されている。価格設定では、電気事業の限界発電コスト、すなわち米国で決められている回避コストに基づく方法が理論的には適切であると考えられるが、いくつかの問題点も指摘されている<sup>(16)</sup>。

さらに、グローバルな環境問題との関連での料金制度のあり方が今後の課題である。

#### < 1. 4. 4 > 分散型電源と電気料金制度

わが国の電力業界は、平成4年より需要家側に設置する新エネルギーの開発

・普及や電気料金による需要調整、いわゆるD S Mをめざした料金制度の大幅な改革に動きだした。この4月からは、太陽光発電、燃料電池など新エネルギーによる自家発電からの余剰電力を買い上げるという画期的な制度を設けた。また大口需要家を対象にした需給調整契約も拡充した。これと同時に通産省・資源エネルギー庁は、分散型電源からの余剰電力の購入や系統連携の技術要件など分散型電源の普及促進に向けたガイドラインを整備した<sup>(17)(18)</sup>。これらのガイドラインは現在、行政指導の域を出ていないが、将来は電気事業法に基づく技術基準で定められる性格のものである。

自然エネルギーによる分散型発電技術の普及には技術的なブレークスルーのみならず、ある程度の量産が可能な需要規模を確保し、経済性を向上させることが不可欠である。これは既存の電力系統に連系し電力の双方向取引を認めることで、運用効率の向上が期待できる。電力供給力全体としては社会的にみれば、分散型電源のみですべての需要をまかなうのは不可能であるから、商用系統との連系により複合的な供給体制の構成が必然的な流れである。このとき、分散型電源を保有する需要家とその他の一般の需要家の間の公平性に注意した取引条件を確立することが求められる<sup>(15)</sup>。



## 1.5 本論文の意義と目的

エネルギー産業の中の電気事業の分野では、電力需要の拡大、負荷率の低位推移現象、民生用の自家発電・CGSの増加、産業用の自家発電の増加、さらに分散型新エネルギーシステムの台頭、また、視点は異なるが地球規模の環境問題への対策等が大きな課題である。

ところがこのようなさまざまな問題に対する解決策を探す研究は、従来より供給側の立場で進められてきた経緯がある。しかし、近年、電力供給に関わる問題は需要側と供給側の双方双方の便益を高めつつ、結果として社会全体の厚生を最大化するというように変化してきている。こうした問題に対応するためには、需要家の電力需要を決定する要因を明らかにすることが求められる。すなわち、基本となる電力デマンドの変化を定量化し、モデル化することが必要である。

また一方では、需要家は電気料金制度に敏感に反応することより、料金制度が変化した場合、どのような反応を示すかをあらかじめ調べることも必要になる。さらに、需要家は自身の電力コストを低減させる目的のために、自家発電設備を設置することも考えなければならない。また、電力売買の規制緩和が進みつつある今日では、電力系統への逆潮流が許容された状況下で、電気事業者の供給力に与えるインパクトを予測することも必要になる。いずれにしても、以上に掲げた諸課題に対して明確な解答が求められている。

本論文では、前節で述べたようにある程度方向の指し示された電気事業の将来像を明確にする目的のために、需要家側からのアプローチを行ない、需要家の立場、並びに行動様式を明らかにする。

第2章、第3章、および第4章では、特定の需要家に的を絞った需要分析を行なう。電力の需要家は無数にあり、これらの需要家の個別の需要形態を決定する一般的な理論・手法は、現在、見つかっていない。しかし、負荷特性が年間、週間、もしくは日間レベルで周期的に変動を繰り返すような場合は比較的、理論化が容易になる。本論文ではまずこのような負荷特性を持つ需要家に焦点を当て、スペクトル分析手法および主成分分析手法に従い、具体的に検討を行なう。例として学校、公共団体庁舎、市庁舎の需要変動について検討する。

第5章および第6章では、完全に系統に依存する形の需要家の料金制度への反応を探る。まずわが国の産業電力需要をマクロに概観し、TOUPに対する大口の需要家の反応を探る。例として軽電機産業に属する需要家の電力需要を取り上げる。その他、自然条件の影響を強く受け需要制御が困難な負荷についても考察する。すなわち現状の電気料金制度になじまない需要家の例をもとに、基本料金に注目した変動基本料金制度を適用し、この制度の持つ得失を検討する。ここでは水産加工業の冷蔵・冷凍電力需要を対象とする。

第7章と第8章では、自家発電設備を所有する自家発電需要家の行動を現行の料金制度に基づき、年間総電力コストの最適化問題として構築し、この行動を支配する要因を明らかにする。この2つの章では、自家発電需要家は電力系統に依存する型と逆潮流を行なう型に2分できるものとし、これらの型と潮流モードに注目し、最適運用の面から一般化を行なう。続いて、系統依存型の需要家の年間総電力コストを支配する要因分析を行なう。結果として自家発電の燃料コストの不確定性を考慮する運用法が、自家発電設備容量、契約電力および運用法に大きな影響を及ぼすことを示す。第9章では、リサイクルエネルギー発電として重要な位置を占めるごみ焼却発電をとりあげる。このごみ焼却発電は、自家発電運用の典型的なものとしてとらえることができる。ここではわが国のごみ焼却施設を対象として需要電力量、発電電力量を表わすモデルを作り、これより2010年を対象とした逆潮流電力量の将来予測を行なう。

以上、需要家の負荷特性の分析、続いて系統依存型需要家と自家発電需要家の料金制度への反応の分析を行なう。このようにして互いに大きく異なる3つの観点、すなわち電力需要の統計分析、需要家の料金制度への反応、および自家発電需要家の行動という観点から、電力需要家の行動の数理分析を試みる。

第10章では、以上に示した電力需要と需要家行動に関する数理分析の研究から得られる知見をまとめた上で、この研究の分野で達成されなければならない諸課題を提示し、総括とする。



## 第1章の文献

- (1) 山地：「長期的視点からみた新エネルギーの意義」，原子力工業，第38巻第5号，pp.17-23 (1992).
- (2) 斉藤，豊田，石岡，小林：「発電力分布が連系潮流ゆらぎ成分スペクトルに及ぼす影響」，電気学会論文誌B，108-B，No.1，pp.24-31 (1988).
- (3) 斉藤，豊田，石岡，小原，小林：「連系線潮流揺らぎを用いた系統制動効果の検出法」，電気学会論文誌B，109-B，No.9，pp.411-418 (1989).
- (4) J.F.Hauer and R.L.Cresap: "Measurement and Modeling of Pacific AC Intertie Response to Random Load Switching", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-100, No.1, pp.353-359(1981).
- (5) 八名，白井：「電力系統における負荷変動の統計的モデル」，電気学会論文誌B，111-B，No.5，pp.570-571 (1991).
- (6) 小野：「ロードマネジメントのための負荷研究」，電力中央研究所報告，調査報告：584010 (1985).
- (7) 前田：「電力システムにおける料金制と需要家行動の数値分析」，東京大学修士論文 (1990).
- (8) C.W.Gellings, "The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities", Proc. of the IEEE, Vol.73, No.10, pp.1468-1470, Oct., 1985.
- (9) 林：「公益企業と規制緩和」，東洋経済，pp.145-167(1990).
- (10) 中西，伊藤：「電気事業における規模の経済性」，電力中央研究所報告，研究報告：Y87017 (1988).
- (11) 浅野：「欧米電気事業における規制と競争—電力託送を中心に—」，電気学会雑誌，111巻，9号，pp.755-761 (1991).
- (12) 矢島：「電力料金研究の現状と展望」，電力経済研究，No.30，pp.5-9 (1992).
- (13) M.Caramanis, R.Bohn, F.C.Schweppe, "Optimal Spot Pricing: Practice and Theory", IEEE Trans. on PAS, Vol.PAS-101, No.9, September, pp.3234-3245 (1982).

## 第1章 緒論

- (14) 桑畑，浅野：「余剰電力販売システムのゲーム論的分析」，電力経済研究，No.30，pp.23-30 (1992).
- (15) A.Maeda and Y.Kaya: "Game Theory Approach to Use of Non-Commercial Power Plants under Time-of-Use Pricing", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.7, No.3, pp.1052-1059 (1992).
- (16) 柏木：「コージェネの普及拡大が救う地球環境」，エネルギーフォーラム，No.450，6月，pp.46-49 (1992).
- (17) 牧野：「コージェネレーション・システムと分散型電源の推進について」，電気設備学会誌，Vol.12, No.1, pp.8-15 (1992).
- (18) 牧野：「分散電源の系統連系技術要件ガイドライン」，OHM，第79巻，第2号，pp.57-62 (1992).



第2章 学校の受電設備における卓越スペクトル  
による年間総電力量の推定

2.1 まえがき

エネルギー高価格時代を迎えた今日、省エネルギーの推進が官庁並びに企業において鋭意なされている。これは学校受電設備も例外ではない。すなわち、会計事務においては歳出予算算定にあたり施設管理経費の中で電気料金の占める割合は大きく、特に契約電力と年間総電力量の見積が重要課題となっている。

しかし、これらに対しては理論的根拠が明確でなかったため、過去の実績を判断基準の材料とせざるを得ない経緯がある。学校の電力需要に関しては運営形態に大幅な変更がないかぎり、年間総電力量はほぼ一定で推移する特徴はあるものの、学校の受電設備の需要電力の特性は企業等におけるものとは異なり、毎日の日負荷特性が授業時間表に従い時刻・曜日・季節、さらには天候により大幅に変動する特性がある。この需要の変動について、これまでに八戸工業高等専門学校（以下では八戸高専）を対象として、日負荷曲線の分類を行なった<sup>(1)</sup>。しかし、分類からは月別・季節別の概略特性はわかるものの、年間総電力量の決定要因を見いだすのは困難であることも判明した。

以上のことより、第2章ではデマンド変動の実測値をもとに統計処理を行ない、学校受電設備の負荷変動の特質について分析する。さらにスペクトル分析結果より卓越スペクトル群に注目し、これら卓越次数集合を用いて年間デマンド変動を表現するモデルを提案する。さらに、本モデルを用いて年間総電力量の推定を試み、本手法の有効性について述べる。あわせて演算速度性能についても記す。

2.2 設備

<2.2.1> 電力量計測装置

本章では、八戸高専（機械工学，電気工学，工業化学，土木工学の4学科，学生定員800名）の受電設備のデマンド変動の計測値を分析の対象とする。電力量の計測にあつては発信装置付き精密電力量計（三菱電機株式会社：MS-63K1R）を用い，パルス変換器（同：QR-60A）を経て，記録積算計器（同：MZ-61WF）へ記録する。記録積算計器の単位電力量は10kWh，単位デマンド値はデマンド時限が30分のため20kWである。なお，デマンドの意味は<2.3.1>に後述する。

計測期間は昭和58年9月2日から60年5月31日までであるが，ここでは特に59年1月1日から同年12月30日までの8,760時間の値について詳細な検討を加える。

<2.2.2> 受電設備

受電設備の概要を表2.1に示す。ただし，同一受電系統に寄宿舎受電設備を含む特殊性のため，全体の負荷電力は1日を通じてほぼ一定のベースロードと，学校諸設備電力，および夜間の寄宿舎電力の合成で与えられる。図2.1には年間の総電力量の日推移を示す。電力量の積算の開始月と終了月を，横軸に“自”，“至”で示す。なお，寄宿舎の定員は昭和60年4月現在560名である。

表2.1 受電設備概要

受電契方式	三相3線，50Hz，6.6kV
契約電力	280 kW
受変電変圧器	三相3線（動力用，6.6kV/210V） 75kVA×4台，50kVA×2台 30kVA×2台，20kVA×3台 単相3線（電灯用 6.6kV/210-105V） 75kVA×2台，50kVA×4台 30kVA×3台，15kVA×1台 10kVA×1台
コンデンサ	6kV，30kVA×1台，20kVA×2台



2.3 デマンド変動の分布特性

<2.3.1> 平均値, 歪度, 尖度

デマンドはある定められた時間間隔 (デマンド時限) における電力の平均値で定義される。すなわち

$$\text{デマンド} = \frac{\text{デマンド時限中に消費される電力量 (kWh)}}{\text{デマンド時限 (h)}} \quad (\text{kW}) \quad (2.1)$$

本章ではデマンド時限は30分である。デマンドの年間最大値は契約電力算定のための基準となり、通常、契約電力はこの値より高い。

これまで八戸高専を対象とする受電設備の季節毎の日負荷曲線について報告したが<sup>(1)</sup>、これらは1か月以上の長期間を対象とする概略値の変動特性だけで、年間総電力量の算定の根拠とするには難点がある。すなわち長期特性と短期特性の両者を把握する必要がある。

このためはじめに、デマンドの計測値を短期間 (2~3日以内) に群分けし、それぞれの群ごとの平均値, 歪度, 尖度の分布特性について調べる。これらの年

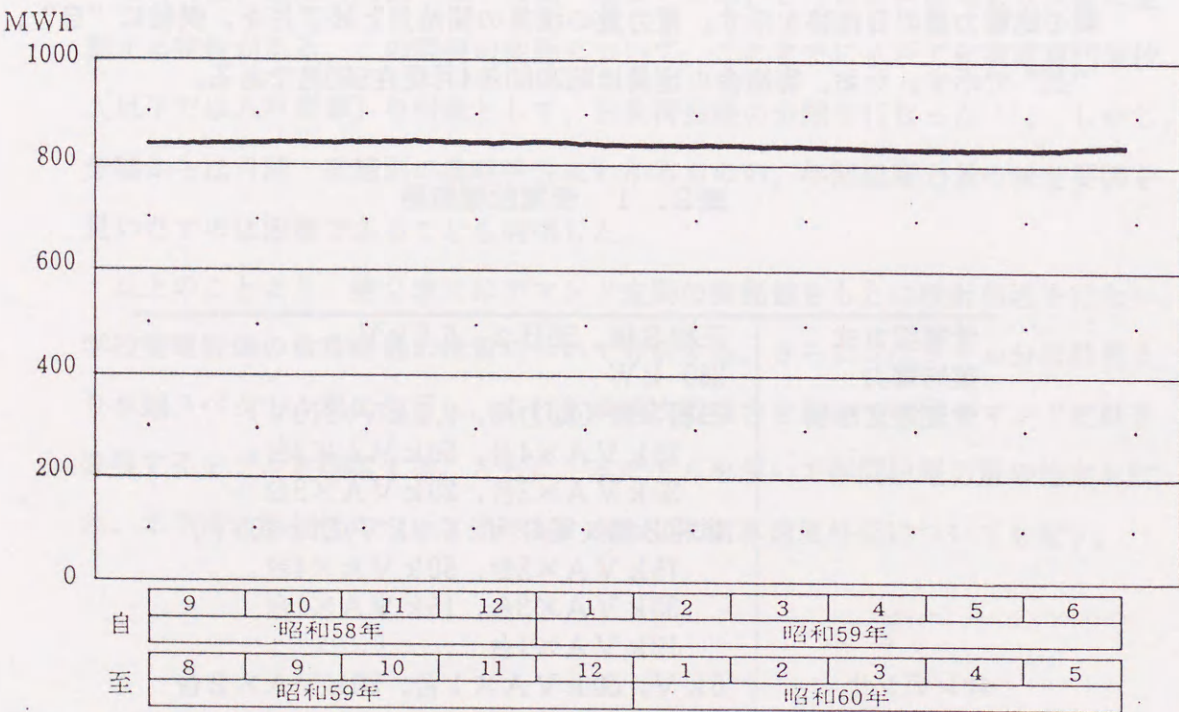


図2.1 八戸高専における年間総電力量の日推移

間変動特性より、学校特有の短期間負荷特性を明確にする。ただし、歪度, 尖度の一般的解釈は文献<sup>(2)</sup>による。

ここでデマンド変動の集合Uを次式で与える。

$$U = \{u_i : 1 \leq i \leq N\} \quad (2.2)$$

また各日の0時0分から0時30分までのデマンド値, および12時0分から12時30分までのデマンド値のそれぞれを開始点として連続する時系列デマンド値をq個単位で群分けする。これらの群の平均値  $\bar{u}_j$ , 歪度  $\alpha_{3j}$ , 尖度  $\alpha_{4j}$ を以下の式で与える。

$$\bar{u}_j = \frac{1}{q} \sum_{i=k}^h u_i \quad (2.3)$$

$$\alpha_{3j} = \frac{1}{q} \sum_{i=k}^h (u_i - \bar{u}_j)^3 / \left\{ \frac{1}{q} \sum_{i=k}^h (u_i - \bar{u}_j)^2 \right\}^{1.5} \quad (2.4)$$

$$\alpha_{4j} = \frac{1}{q} \sum_{i=k}^h (u_i - \bar{u}_j)^4 / \left\{ \frac{1}{q} \sum_{i=k}^h (u_i - \bar{u}_j)^2 \right\}^2 \quad (2.5)$$

ここで,

- N: デマンド時系列総数,  $N = 24d/T$  (個)
- q: 一群を形成するデマンド時系列数 (個/群)
- T: デマンド時限 (時間), 本章では0.5時間
- d: 計測期間 (日)
- j: 1, 2, 3, ..., 2d-1, 2d
- k:  $k = 24(j-1) + 1$
- h:  $h = k + q - 1$

図2.2は  $d=367$  (昭和59年1月1日~60年1月1日),  $N=17,616$ において, qを48, 72, 96, 120 (これらはそれぞれ1, 1.5, 2.0, 2.5日に相当) に設定し



た場合について、同一の図上に $\bar{u}_j$ 、 $\alpha_{3j}$ 、 $\alpha_{4j}$ を作図したものである。なお0時と12時の2つを始点としてこれら三者の値を算定するのは、デマンド変動のもつ特性をきめ細かく調べるためである。

ここで $\alpha_{3j}$ は第j群のデマンド変動分布の対称の程度を表わし、ベースロード（基本負荷）を平均値とする場合のフローティングロード（浮動負荷）の分布の片寄りを示す。本例では $\alpha_{3j}$ は年間を通じてほとんどの値が0～+1となり、負値となるのは比較的少ない。また冬季に比較し、夏季に負値を示す傾向があるが、この主たる原因は日照時間や季節変動に関連し、照明負荷の時間の長さ、暖房設備の運転・停止に起因する。

$\alpha_{4j}$ は同じく第j群のデマンド変動分布の尖りの程度を表わす。本例の場合、 $\alpha_{4j}$ は正規分布の3.0を境にして多い方と少ない方の2極に分布し、3.0近傍に存在する密度は少ない。ここで3.0を越える高い値はほとんどが休日に集中し、4を越えるのは長期休暇と連休日にみられ、ほぼベースロードのみの場合である。逆に平日は2.0近傍に分布する。すなわち $\alpha_{4j}$ が3.0より多い場合は

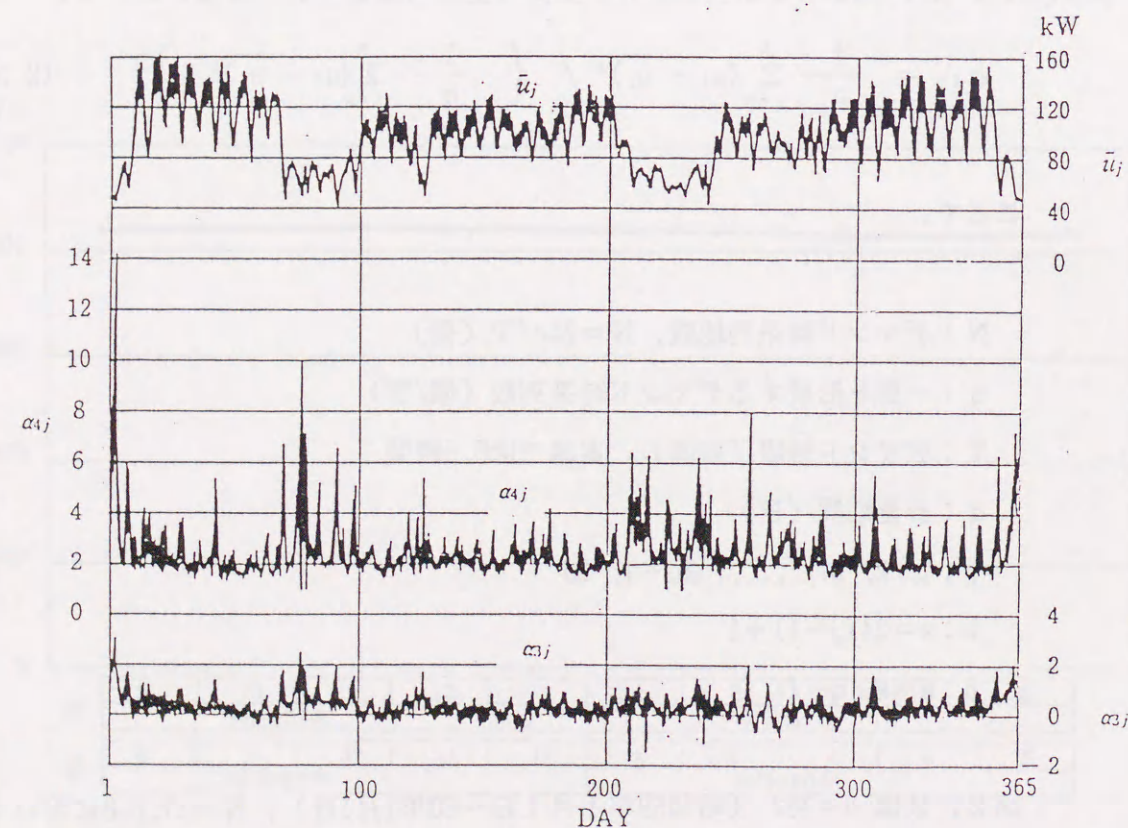


図2.2 デマンド平均値，歪度，尖度の年間変動

負荷率が比較的安定していることを表わし、逆に少ない場合は広範囲に変動していることを示す。このため、長期休暇日は平均値 $\bar{u}_j$ が低く、かつ $\alpha_{4j}$ が高くなる傾向を示し、ここで負荷の最低レベルが与えられる。

以上のことより、八戸高専における受電設備の2.5日以内の短期間のデマンド変動は正規分布から相当かけ離れた分布であることがわかる。さらに $\bar{u}_j$ 、 $\alpha_{3j}$ 、 $\alpha_{4j}$ には周期的な変動特性が存在することが認められる。これら3者の関連性については以下で分析する。

### <2.3.2> 平均値・歪度・尖度の相関

前項においてはデマンドの分布特性を特徴づけたのであるが、さらにこれら3者の関係を定量的に把握するため、変動成分の周波数特性について分析する。分析にあたり基本周期を8,760時間（1年）とし、高調波次数を周期の逆数で与える。

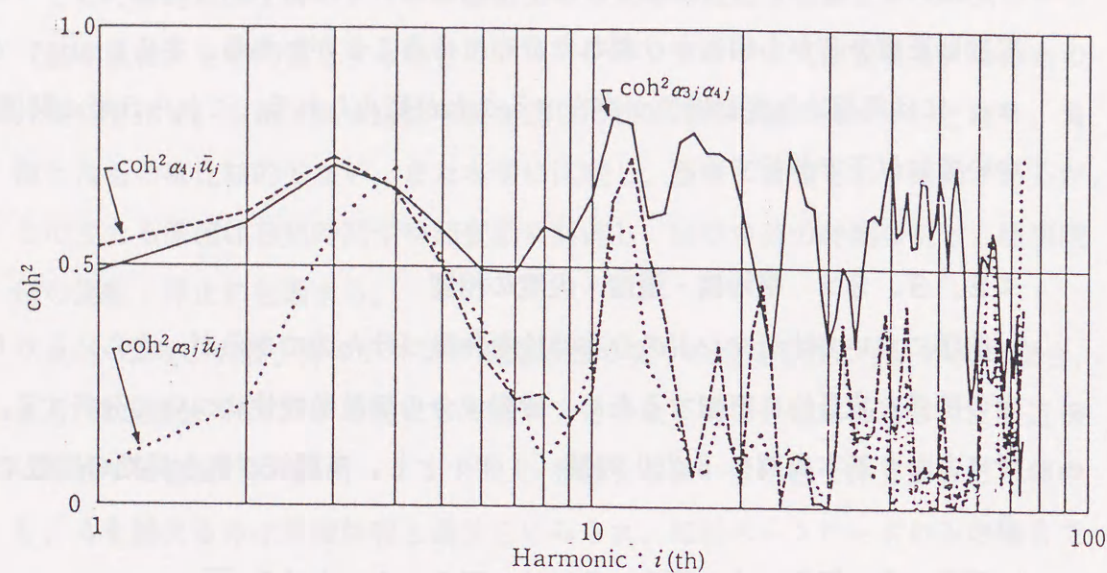
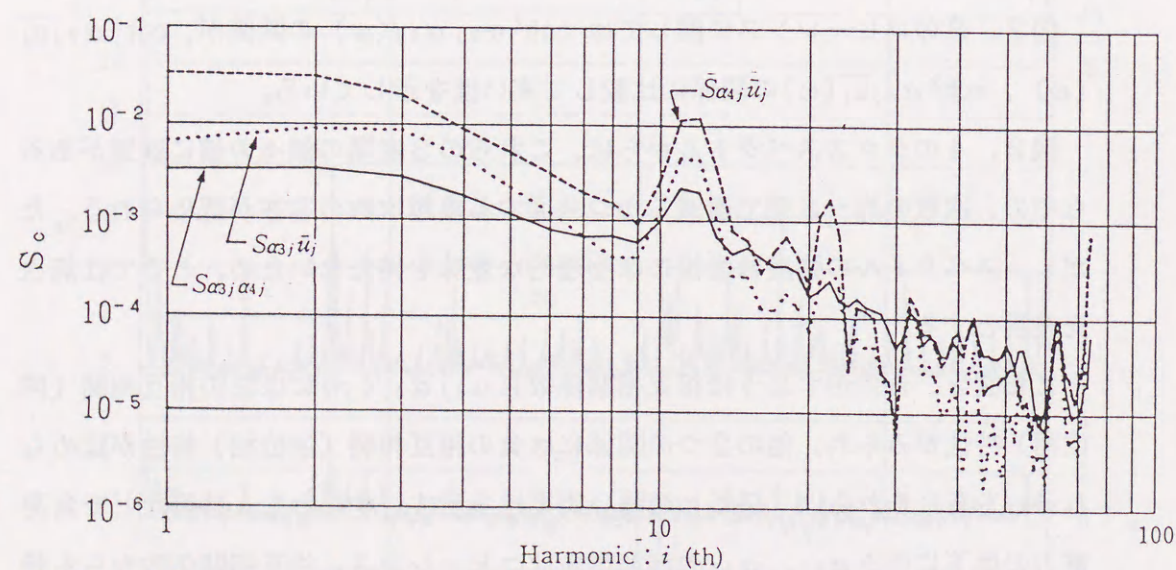
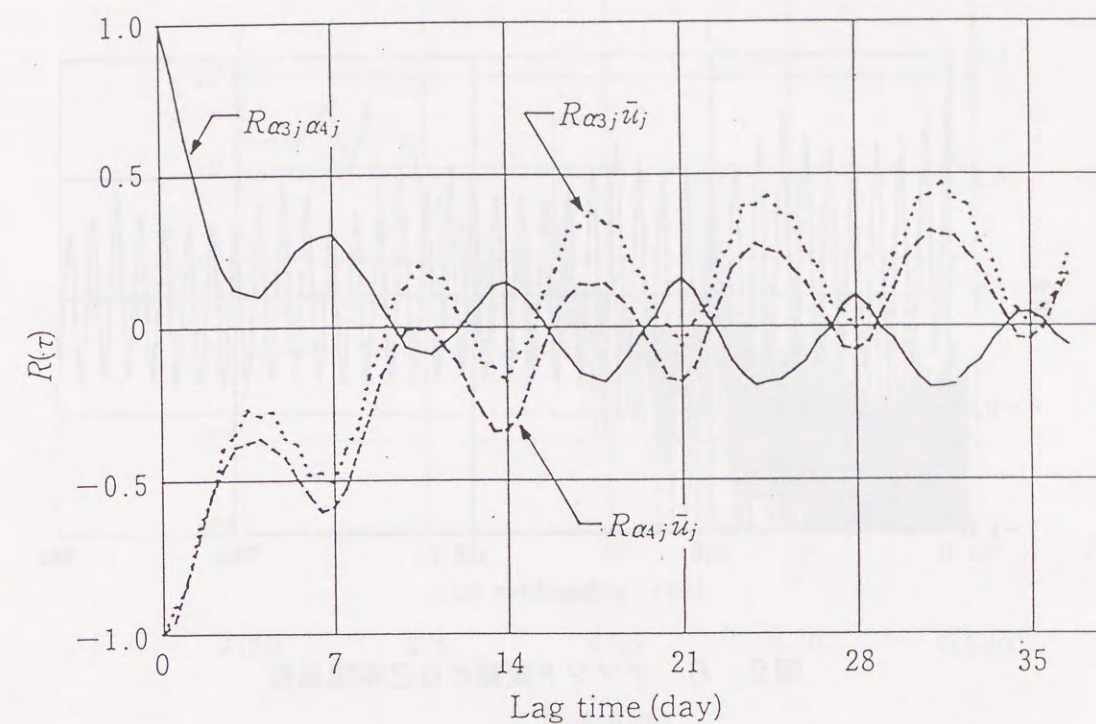
図2.3、図2.4、図2.5には、図2.1における $\bar{u}_j$ 、 $\alpha_{3j}$ 、 $\alpha_{4j}$ それぞれの平均値をもとにこれら3者のコヒーレンス $\text{coh}^2(\omega)$ 、クロススペクトル $S(\omega)$ 、ならびに相関係数 $R(\tau)$ を示す。解析手法としてBlackman-Tukey（B-T）法を用い、ラグ数を54とした。なお、ここで記した $\text{coh}^2(\omega)$ 、 $S(\omega)$ 、ならびに $R(\tau)$ の定義は文献<sup>(3)</sup>に従う。

図2.3のコヒーレンスに関しては $\text{coh}^2 \alpha_{3j} \alpha_{4j}(\omega)$ の関係が、 $\text{coh}^2 \alpha_{3j} \bar{u}_j(\omega)$ 、 $\text{coh}^2 \alpha_{4j} \bar{u}_j(\omega)$ の関係に比較して高い値を示している。

図2.4のクロススペクトルからは、これらの3者間の個々の値には差があるものの、次数の約-2乗で通減しかつ共通する卓越次数の存在が認められる。ただし、スペクトルの強度は直接には物理的な意味を持たないため、ここでは無次元表現とする。

また図2.5に示すように相互相関係数 $R \alpha_{3j} \alpha_{4j}(\tau)$ には正の相互相関（同位相）特性がみられ、他の2つの関係には負の相互相関（逆位相）特性が認められる。さらにこれらは7日ごとの強い周期性を示す。すなわち、休日などで負荷電力の低下に伴う $\alpha_{3j}$ 、 $\alpha_{4j}$ の増加現象はコヒーレンス、相互相関係数からも特徴づけられる。



図2.3  $\bar{u}_j$ ,  $\alpha_{3j}$ ,  $\alpha_{4j}$  相互のコヒーレンス図2.4  $\bar{u}_j$ ,  $\alpha_{3j}$ ,  $\alpha_{4j}$  相互のクロススペクトル図2.5  $\bar{u}_j$ ,  $\alpha_{3j}$ ,  $\alpha_{4j}$  相互の相互相関係数

## 2.4 年間総電力量の推定

前節においてはデマンド変動の歪度、尖度の分布領域と相互の関連度について記した。本節ではデマンド変動のパワースペクトルの分布特性をサンプリング定理で与えられる次数の限界まで求め、これをもとに卓越スペクトル次数群を抽出する。さらに、応用として年間電力量推定への適用を試みる。

### <2.4.1> デマンドのパワースペクトル

図2.6にはデマンド変動の自己相関係数  $R(\tau)$  を示す。データ総数17,520, ラグ数1,800 (=900時間) の場合でありほぼ規則正しい変動を示すものの、1日周期、7日周期などの複数卓越周期、複数次のマルコフ過程で特徴づけられている。パワースペクトルは自己相関関数のフーリエ変換で求められる。しかし、本研究のようなデマンドの年間変動の数値解析にあつては高次スペクトル成分の強



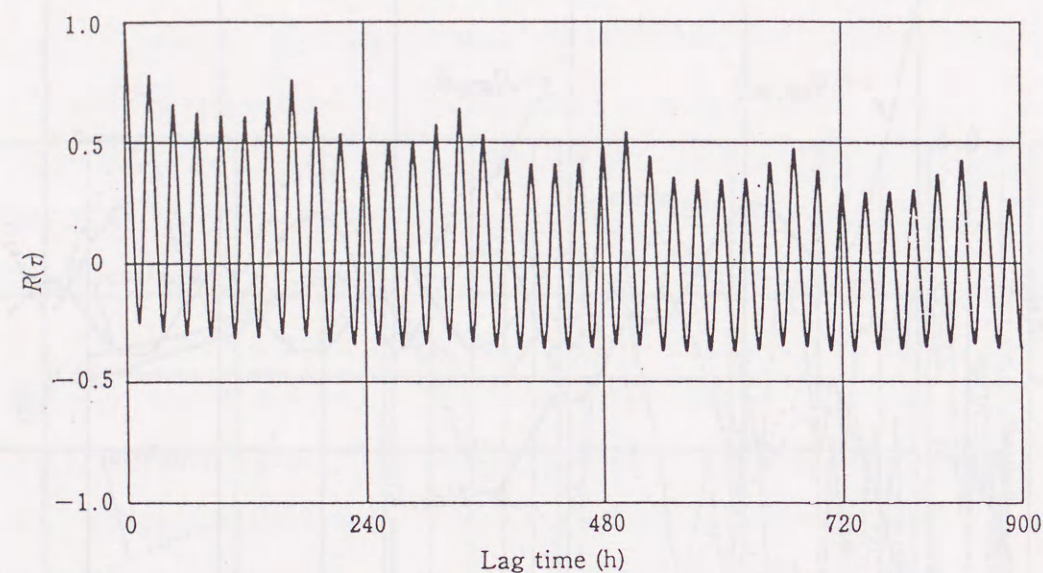


図2.6 デマンド変動の自己相関係数

度が無視できないため、フィルタ操作によるスペクトル平滑化を伴う高速演算（例えばB-T法など）には難点がある。このため、図2.7には離散的フーリエ変換（Discrete Fourier Transformation: DFT）、図2.8には最大エントロピー法（Maximum Entropy Method: MEM）によって求めたパワースペクトルを対比させて示す。手法の違いにより演算結果に著しい差が見られる。例えばDFTではデマンドの偶然変動成分によるスペクトルを検知でき、高次領域の変動の激しいことがわかる。反面、MEMでは卓越周期成分が鮮明に出るのが特徴である。またデマンドスペクトルの次数に対しては、約4,000次まではほぼ-2乗の通減特性が見られる。さらに卓越スペクトル成分が図2.7、図2.8とも互いに共通している。

#### <2.4.2> 卓越スペクトルモデル

1年間のデマンド計測値の総数Mは次式で与えられる。

$$M = 8,760 / T \quad (2.6)$$

また解析可能な最大次数  $J_{\max}$  はサンプリング定理より

$$J_{\max} = M/2 \quad (2.7)$$

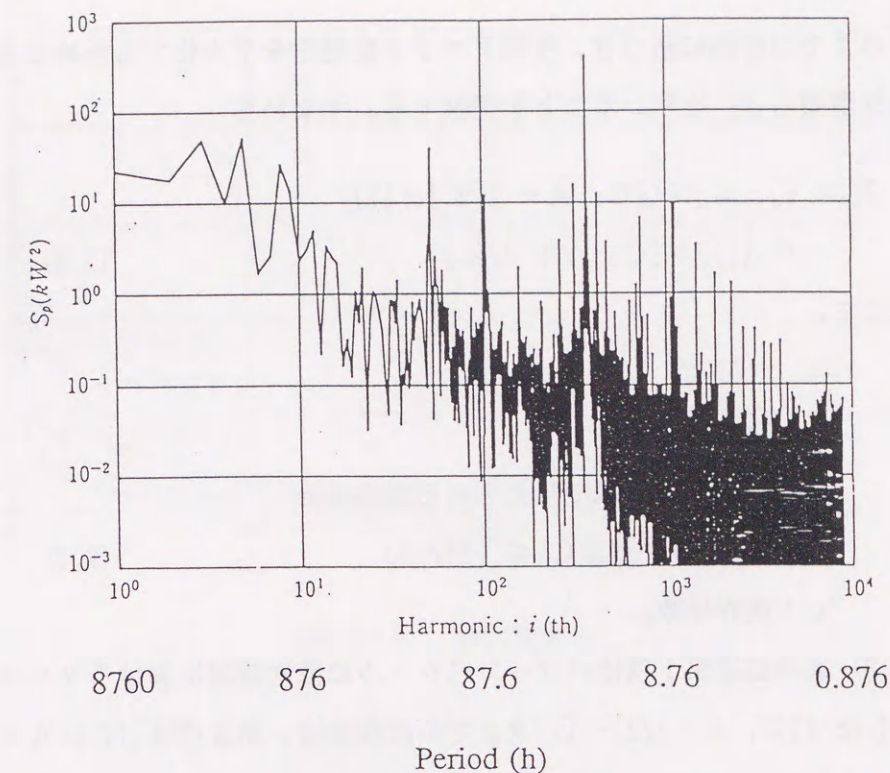


図2.7 DFTで算定したデマンド変動のパワースペクトル

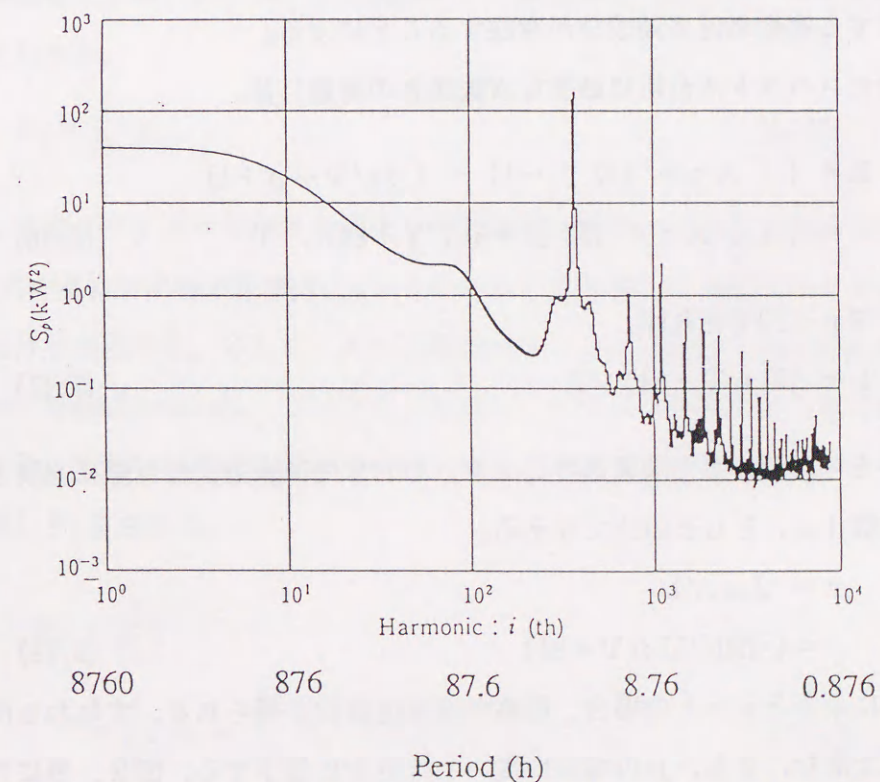


図2.8 MEMで算定したデマンド変動のパワースペクトル



で与えられる。

これまでの考察に基づき、年間デマンド変動をモデル化するために卓越スペクトル次数集合  $J_p$  を用いることを提案する。すなわち

$$J_p = \{j: 1 \leq j \leq ([C_1 \cdot A + 1/2] - 1)\} \cap \{j: j = [C_2 \cdot A + 1/2]\} \quad (2.8)$$

ここで、

$A$  : 365/7

$[ ]$  : ガウス記号

$C_1, C_2$  : 次の式で与えられる整数集合

$$1 \leq C_1 \leq p, \quad p \leq C_2 \leq (84/T) \quad (2.9)$$

$p$  : 境界係数。

(2.8) 式の右辺第1項はパワースペクトルの低次領域におけるマルコフ過程を考慮した  $([C_1 \cdot A + 1/2] - 1)$  次までの次数集合、第2項は  $([C_2 \cdot A + 1/2])$  次以上の卓越次数を示し、それぞれ係数  $A$  を用いることで特徴づけられる。ここで分子は1年が365日であること、および図2.7, 図2.8より、分母は7を基数とする複数卓越周期成分が存在することによる。

またスペクトル分析に必要な次数集合の総数  $L$  は、

$$L = \{ [Ap + 1/2] - 1 \} + \{ 84/T - p + 1 \} \\ = \{ ([Ap + 1/2] - p)T + 84 \} / T \quad (2.10)$$

ここで  $p < 10$  であれば、

$$L \doteq (51pT + 84) / T \quad (2.11)$$

で与えられる。また演算速度比  $r$  を、DFTで演算を行なう際に必要となる次数の総数  $J_{\max}$  と  $L$  との比で与える。

$$r = J_{\max} / L \\ = 4,380 / (51pT + 84) \quad (2.12)$$

上式によると  $p = 1$  の場合、最高の演算速度比が得られる。すなわち演算時間は最短で済む。また、 $p$  の増加に従い  $r$  は急速に低下する。図2.9にデマンド時限  $T$  をパラメータとする場合の  $r$  と  $p$  の関係を示す。

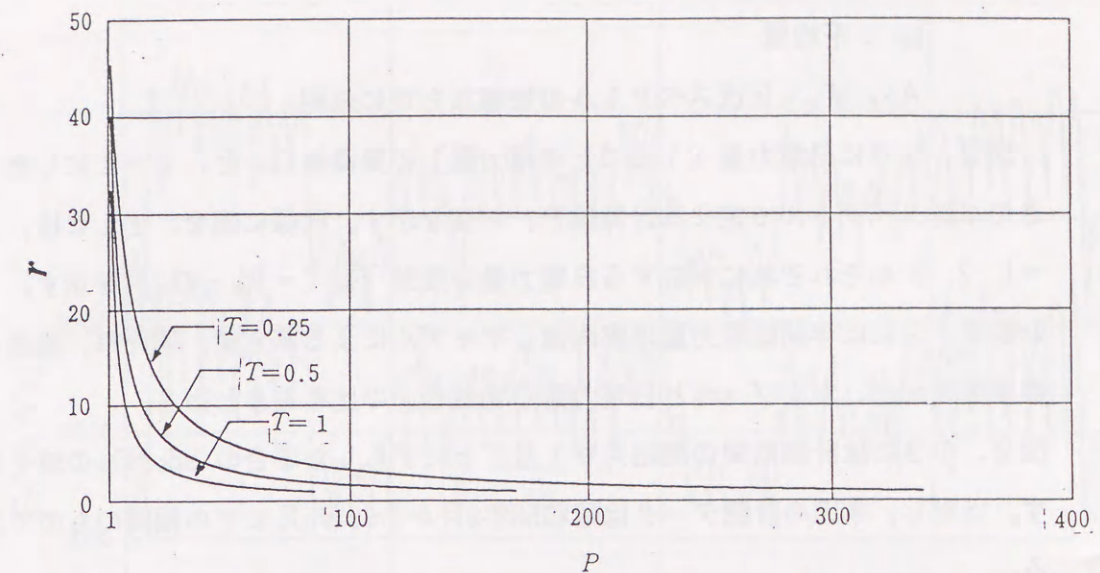


図2.9 演算速度比  $r$

#### <2.4.3> 年間総電力量推定への適用

年間総電力量  $G_y$  は、デマンド時限ごとの実測の電力量を  $g_i$  とすると、次式で与えられる。

$$G_y = \sum_{i=1}^M g_i \quad (2.13)$$

一方、卓越スペクトルを用いる場合の年間総電力量  $F_y$  の算定では、まず(2.8), (2.9)式の条件で卓越次数集合  $J_p$  をもとにDFTを用いて卓越スペクトル成分と位相成分を抽出する。そして、これに離散的フーリエ逆変換 (inverse discrete Fourier transformation: IDFT) を施し、デマンド時限ごとの電力量  $f_i$  を逆算する。すなわち周波数領域でのフィルタリング操作を実施する。さらに  $f_i$  を積算し  $F_y$  を求める。

$$F_y = \sum_{i=1}^M f_i \\ = \sum_{i=1}^M \left( a_0 + \sum_{k=1}^{J_p} A_k \cdot \cos(2\pi k \frac{i}{M} - \phi_k) \right) \quad (2.14)$$



ここで

$a_0$  : 平均値

$A_k, \phi_k$  :  $k$  次スペクトルの振幅ならびに位相。

図2.10に日電力量(1日ごとの電力量)の実測値 $G_d$ と、 $p=1$ にしたときの卓越スペクトルで定まる計算値 $F_d$ の値を示す。同様に図2.11には、 $p=1, 2, 3$ のそれぞれに対応する日電力量の残差 $E_d (= F_d - G_d)$ を示す。また表2.2には年間総電力量の実測値と本モデルによる算定値、同比率、残差の標準偏差 $sd_e$ 、および $sd_e$ と日電力量平均値 $\bar{G}_d$ の比率をまとめる。

図2.12には計測期間の開始月を1月ごとにずらした場合の $sd_e/\bar{G}_d$ の値を示す。ただし、本図の計測データは昭和58年9月から60年5月までの期間のものである。

これらによると $sd_e/\bar{G}_d$ の比率はそれぞれ $p=1$ で約9%、 $p=2$ で6%、 $p=3$ で4%以内で算定でき、さらに年間総電力量に関してはどれも99%強の一致が得られる。さらにスペクトル算定のための演算速度比はDFTに比較し $p=1$ で $1/40$ 、 $p=2$ で $1/32$ 、 $p=3$ で $1/27$ となり演算時間の短縮が図れる。

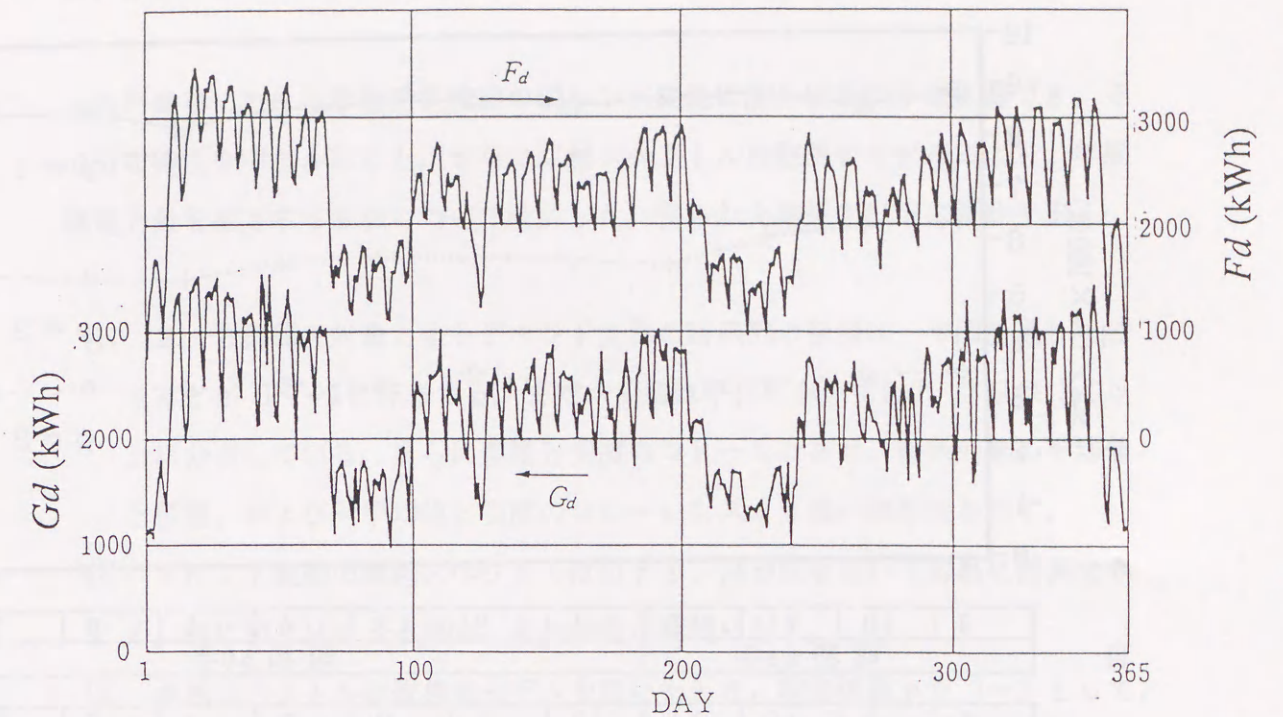


図2.10 日電力量の実測値( $G_d$ )と算定値( $F_d$ )  
( $p=1$ の場合)

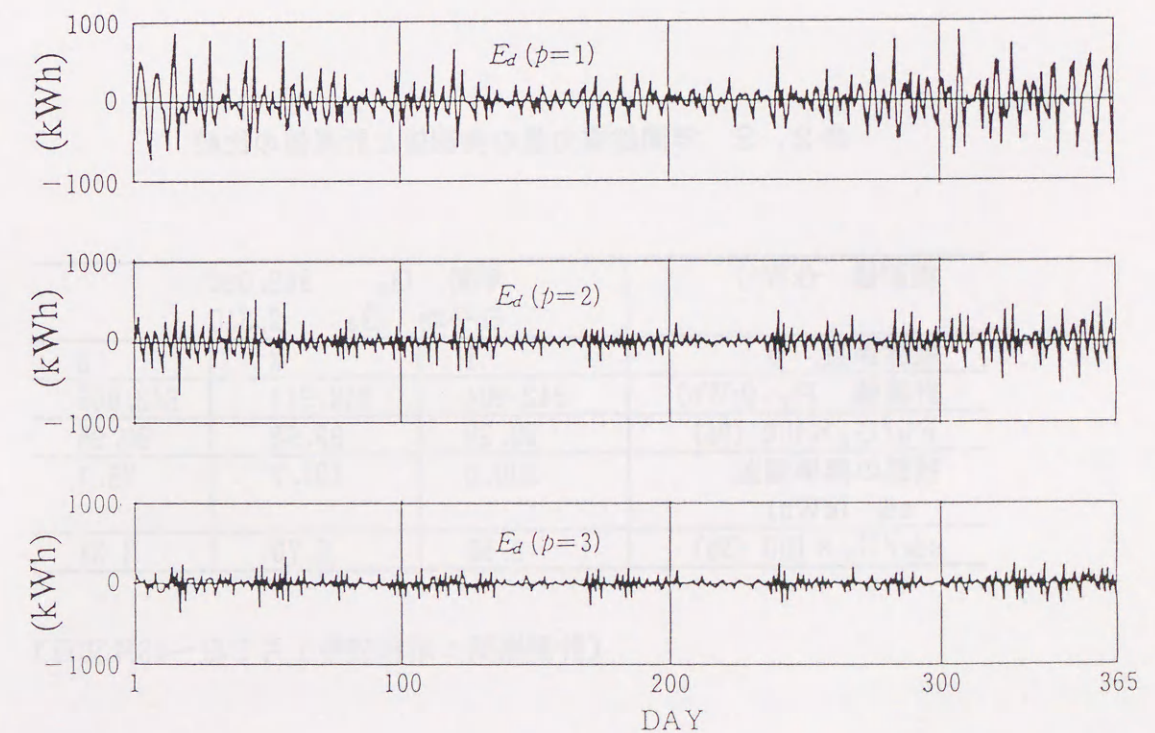


図2.11 日電力量の残差



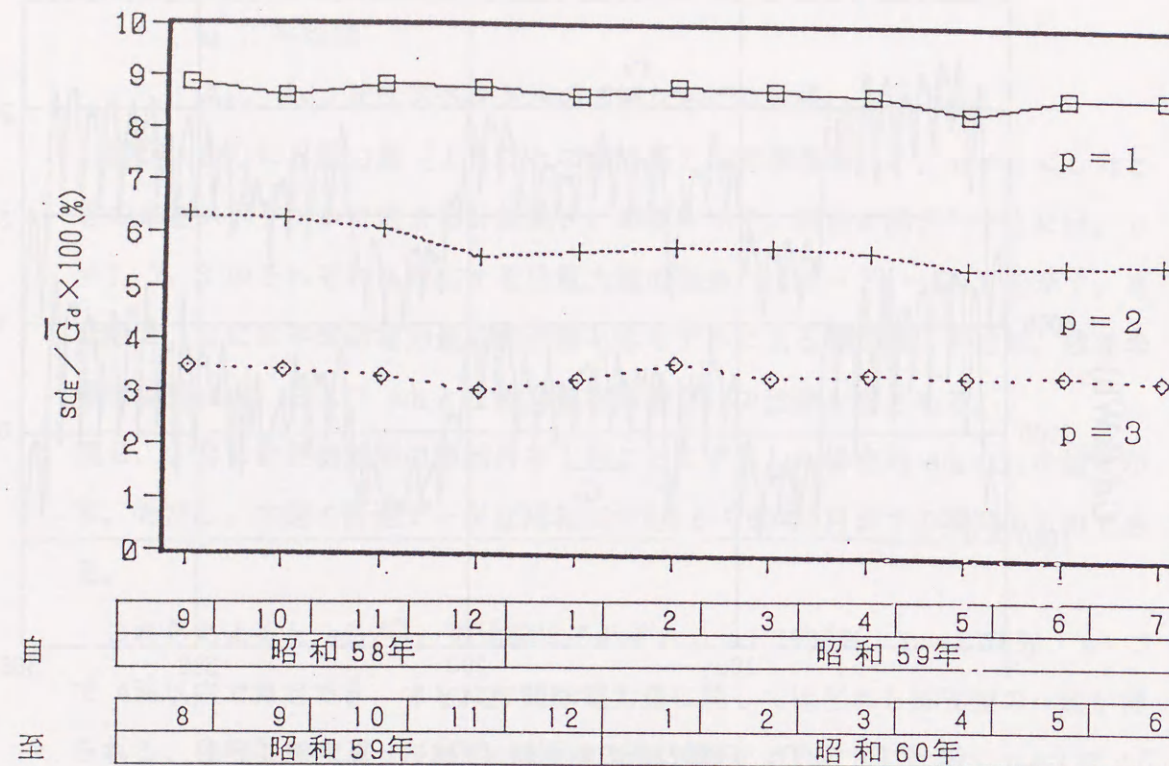


図2.12 残差の標準偏差と日電力量平均値の比率

表2.2 年間総電力量の実測値と計算値の比較

実測値 (kWh)	年間 $G_y$ 843,090 日平均 $\bar{G}_d$ 2,310		
境界係数 $p$	1	2	3
計算値 $F_y$ (kWh)	842,904	842,911	842,905
$F_y / G_y \times 100$ (%)	99.98	99.98	99.98
残差の標準偏差 $sd_\varepsilon$ (kWh)	200.0	131.7	75.7
$sd_\varepsilon / \bar{G}_d \times 100$ (%)	8.66	5.70	3.28

(計測期間：昭和59年1月1日～12月30日)

## 2.5 まとめ

八戸高専における学校受電設備のデマンド変動に関し統計的手法に基づき、その分布特性を明らかにした。さらに卓越スペクトル次数集合モデルにより、年間総電力量を推定する手法について検討した。得られた結果を以下に要約する。

- (1) 2～3日間を対象とするデマンド変動の時系列の歪度は、年間を通じてほとんどが0～+1に分布する。また、尖度は平日において2.0、休日は3.0以上に分布している。さらに歪度と尖度のコヒーレンスは、時系列群の平均値と歪度、および同平均値と尖度のコヒーレンスより高い線形性を示す。
- (2) デマンド変動の卓越スペクトルはDFT, MEMを用いて容易に計算できる。特にMEMによる場合、その特徴が鮮明になる。
- (3) 卓越スペクトル次数集合モデルを用いたとき、境界係数  $p$  を1～3として、スペクトル算定のための演算速度はDFTに比較して1/40～1/27倍となる。このモデルに従うと日電力量の残差の標準偏差と日電力量平均値の比率は9～4%以内、年間総電力量は99%強で再現できる。



## 第2章の文献

- (1) 土屋・佐川：「八戸高専における電力利用分析（I）」，八戸工業高等専門学校紀要，第18号，pp.65-70（1983）.
- (2) 奥野：「応用統計ハンドブック」，養賢堂，p.19（1984）.
- (3) 日野：「スペクトル解析」，朝倉書店（1984）.

## 第3章 公共団体庁舎

### 第3章 公共団体庁舎の受電設備のデマンドモデル

#### 3.1 まえがき

建造物のインテリジェント化の進展に伴い，受電電力のモデル化が主要な課題になりつつある。個々の建造物には固有の周波数領域における消費電力の特性，いわゆるスペクトル特性が存在する。これをモデル化により把握することができれば，年間の電力エネルギー消費計画を当初の設計段階で検討することが容易になる。

前章で学校の受電設備への卓越スペクトルモデルの適用<sup>(1)</sup>，ならびに同モデルの最適境界係数<sup>(2)</sup>について述べた。本章では対象として公共団体庁舎の業務用電力の年間デマンド変動値の統計処理を行ない，庁舎固有の変動特性を把握する手法について述べる。あわせてスペクトル分析を行ない，スペクトル強度の周波数特性を調べる。さらに，庁舎相互のコヒーレンスも調べる。この他，新たに低次次数集合モデルを提案し，卓越スペクトルモデルとの性能比較も行なう。以上の分析には，青森県の八戸，十和田および五所川原の3合同庁舎（以下，庁舎）を対象として，そのデマンド計測値（昭和60年）を用いる。

#### 3.2 設備

##### <3.2.1> デマンド計測装置

デマンド計測装置は3庁舎とも共通して“トランスモニタ 3100”（松下電器産業株式会社）を用いる。計測の単位電力は1kWとする。

##### <3.2.2> 受電設備

3庁舎の受電設備の概要を表3.1に記載する。Mは1年間のデマンドの計測値の総数，Tはデマンド時限である。



表3.1 受電設備の概要(1985年)

庁 舎	八 戸	十 和 田	五所川原
M, T	M=17,520, T=0.5h		
受 電 方 式	三相3線 50Hz, 6.6kV		
変圧器総容量	300kVA	200	225
年間総電力量	429MWh	385	369
延べ面積	4,322m <sup>2</sup>	4,129	4,385
契約電力	195kW	141	150
1m <sup>2</sup> あたり電力	45W/m <sup>2</sup>	34	34

3.3 公共団体庁舎のデマンド変動の特徴<sup>(3)</sup>

## &lt;3.3.1&gt; デマンド変動の表現

通常の業務で電力の管理手法として定着しているデマンド変動の図示化手法には以下の3つが考えられている。

(1) 2次元表示 通常用いられるのは2次元表示であり、日負荷変動の1週間の例を図3.1に示す。ここでは大まかに24h, 12h およびそれ以下の周期の存在がわかる。これらはスペクトル特性の主たる要因である。また昼間の消費電力と夜間の消費電力の差が著しく、かつ始業時の立ち上がりが急激であることが1つの特徴である。

(2) 3次元表示 3次元表示を用いると、毎日のデマンドピーク部分の変動の把握が容易になる。図3.2にはこの様子を示す。同図(a)は午後の側から、(b)は午前からの見たデマンド変動の形である。この表示図形の特徴はデマンド外形を容易に把握できるという特徴がある。ただし、隠線消去がなされているため、通日Nの若いデータの形は隠れて見えない欠点がある。

(3) デマンドマップ デマンドの年間変動の把握にはデマンドマップが便利である。すなわち図3.3のようにドットの濃淡で負荷の程度を表わす。横軸は通日、縦軸は時間である。本図を使用すると昼間需要の違いは明確ではなくても、夜間需要状態の違いが容易にわかるという特徴もある。

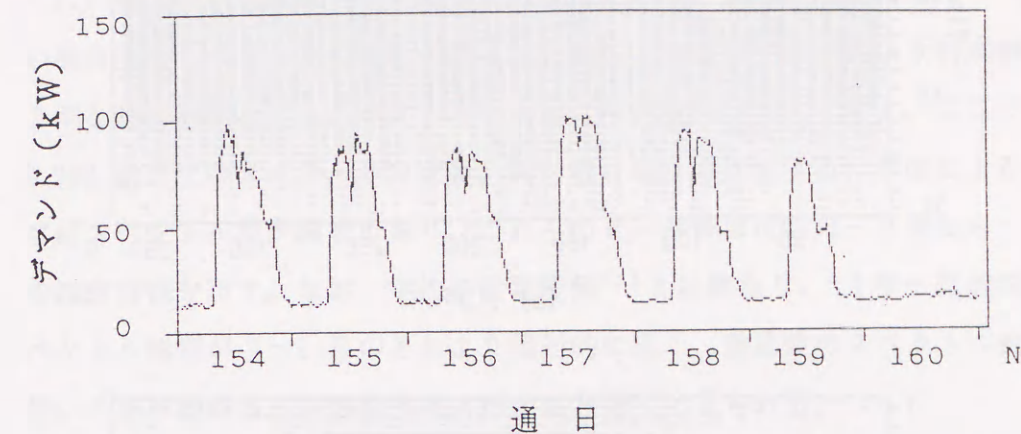


図3.1 週間負荷特性 (五所川原: N=154~160)

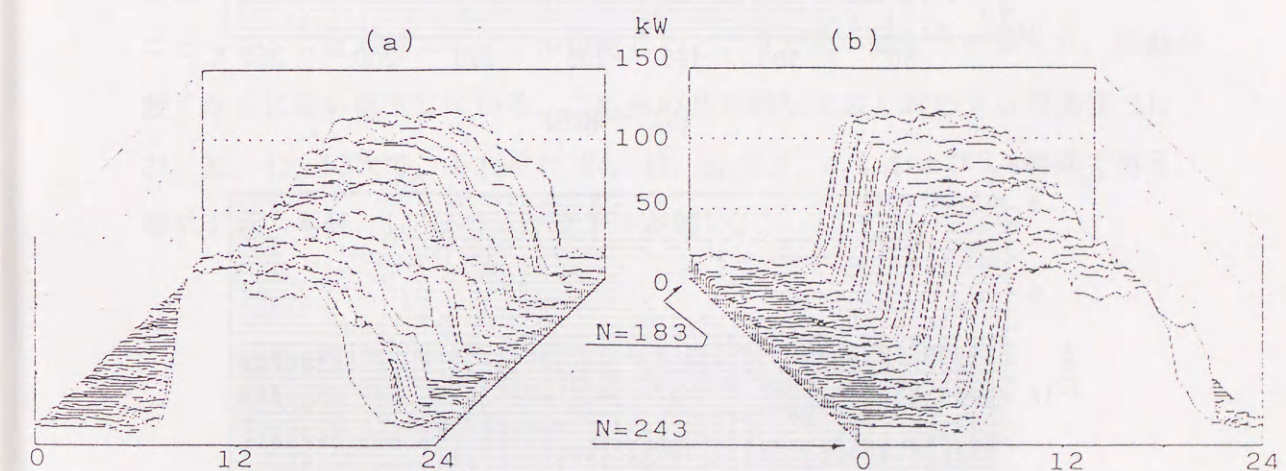


図3.2 負荷特性の3次元表示 (八戸: N=183~243)



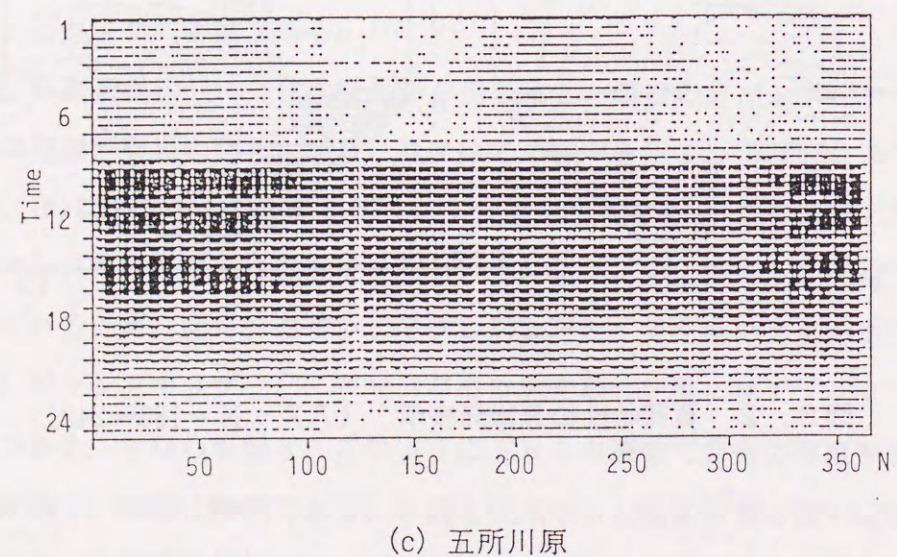
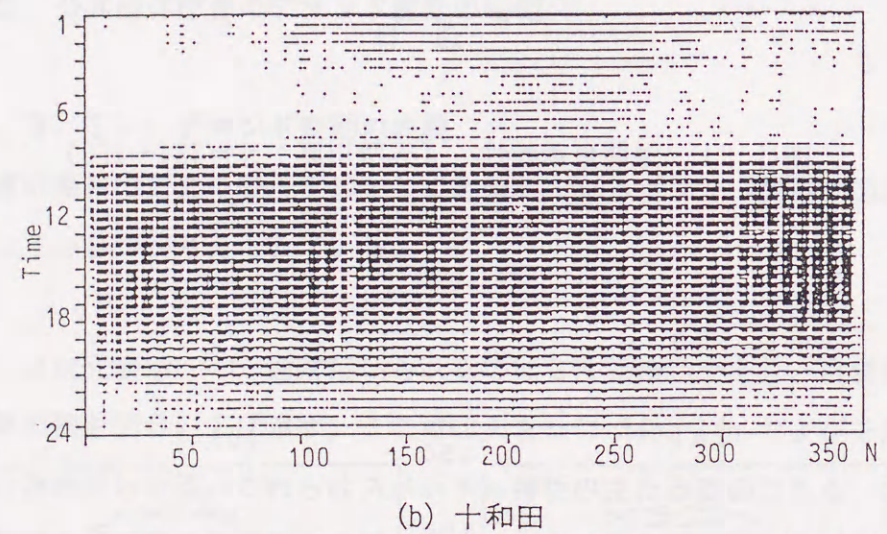
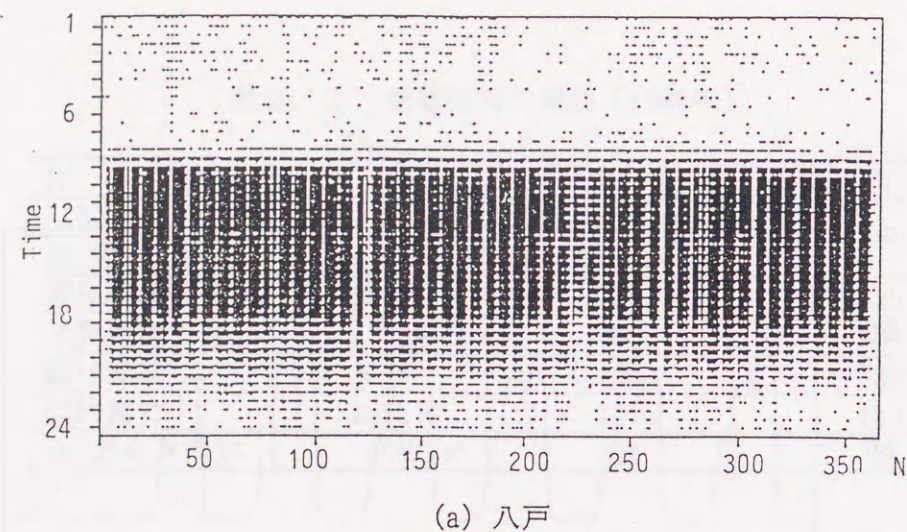


図3.3 デマンドマップ (横軸1日/1dot, 縦軸30kW/dot)

## &lt;3.3.2&gt; スペクトル特性

本項では公共団体庁舎のデマンド変動を周波数分析し、その特徴について記す。

(1) 最大エントロピー法 (MEM) を用いた例 MEMはデータが短い場合でもスペクトルの検出の計算が可能で、分解能が高いという利点がある。1年を基本周期とするスペクトルを求めこの例を図3.4に示す。ここでは8,760次までのスペクトルを求め、両対数目盛りで作図する。本図によると、卓越スペクトル群が顕著であり、これらのピーク群は次数の-3乗から-2乗の減衰特性を示す。なお、学校の受電設備<sup>(1)</sup>とは異なり、1年～数週間のスペクトル強度が7～1日のそれより相対的に低く、季節差のスペクトル強度の低いことがわかる。この特性は3庁舎に共通して見られる。

(2) 高速フーリエ変換法 (FFT) を用いた例 ここでは短期間データをもとに、各庁舎のデマンド変動のスペクトルを調べる。さらに、庁舎相互の各周波数ごとの線形性の程度をコヒーレンスで検討する。なお、FFTでのスペクトル平滑では三角形窓フィルターを用いた。

図3.5は八戸と十和田の2つの庁舎の512データ(6月5日0時0分からの256時間)を対象とする、128次までの短期間スペクトルとコヒーレンスである。コヒーレンスは卓越スペクトルの生じるところで高い線形性が得られ、周期が短くなるに従い低下している。これらの具体的な次数と対応する周期は11, 21, 32, 43, 53次で、それぞれ24, 12, 8, 5.6, 4.8, および3.4時間である。特に1日, 半日, 1/3日のスペクトルが強い。



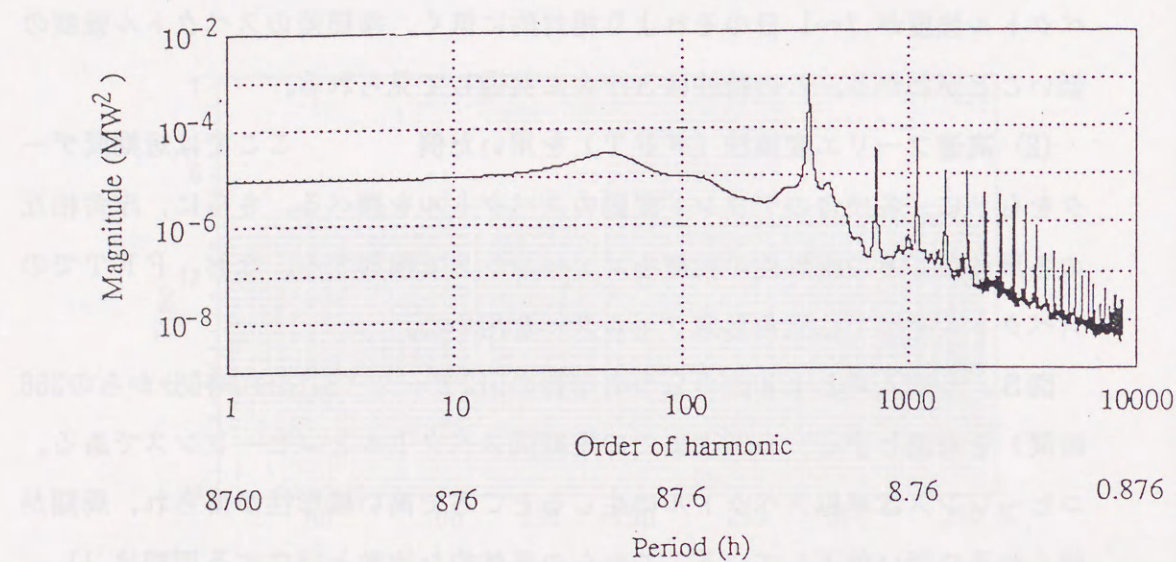


図3.4 スペクトル強度 (十和田：MEM法，ラグ数200)

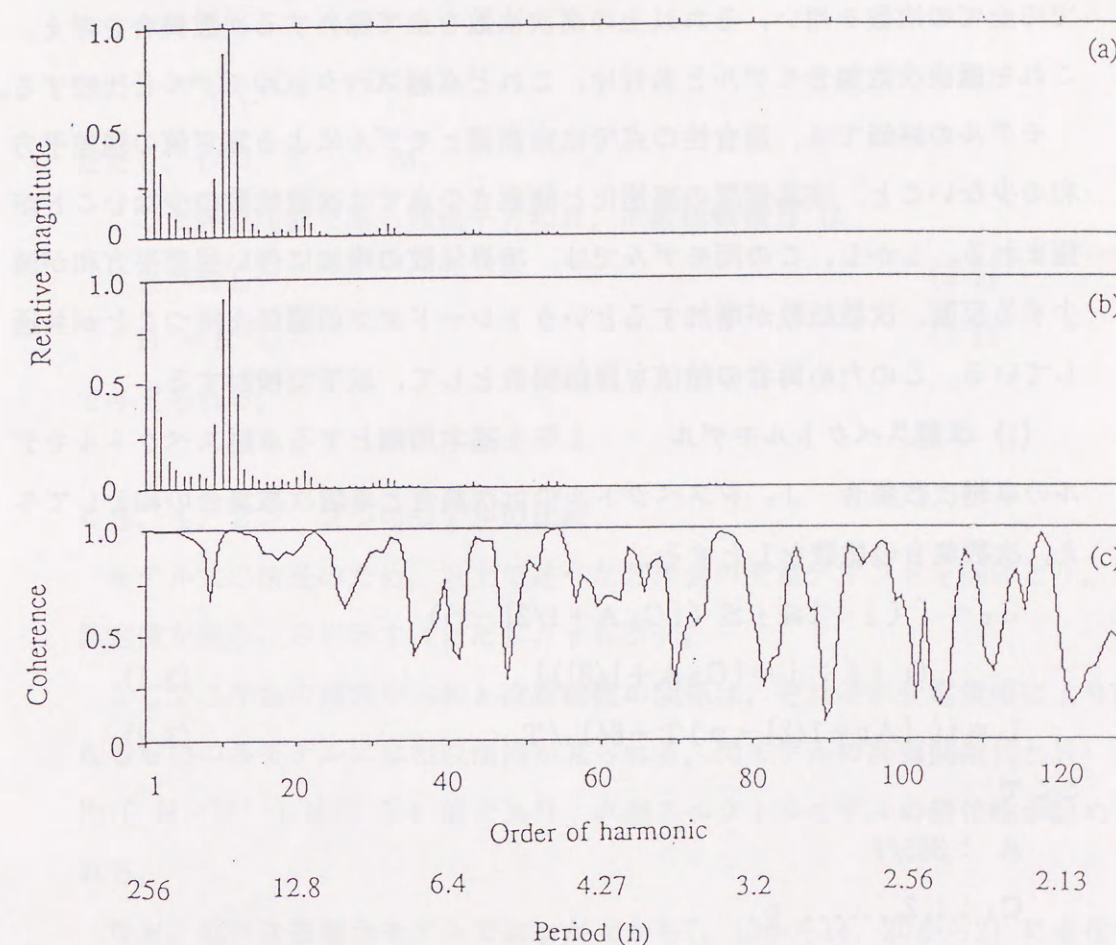


図3.5 FFT法による相対スペクトル強度 (基本周期256h)

(a)八戸, (b)十和田, (c)コヒーレンス (八戸と十和田)



## 3.4 デマンドモデルの比較

## &lt;3.4.1&gt; 卓越スペクトルモデルと低次次数集合モデル

これまで卓越スペクトルモデルについて報告がなされている<sup>(2)</sup>。しかしながら、比較すべきモデルが無いため、モデルの評価が困難であった。このためここでは比較のため、卓越スペクトルモデルの境界係数  $p$  で指定される次数までの全ての次数を用い、それ以上の高次次数を全て除外する次数集合を考え、これを低次次数集合モデルと名付け、これと卓越スペクトルモデルと比較する。

モデルの評価では、適合性の点では実測値とモデルによる算定値の残差平方和の少ないこと、演算速度の高速化と簡素さの点では次数総数の少ないことが望まれる。しかし、この両モデルでは、境界係数の増加に伴い残差平方和が減少する反面、次数総数が増加するというトレードオフの関係を持つことが共通している。このため両者の積値を評価関数として、以下で検討する。

(1) 卓越スペクトルモデル 1年を基本周期とする卓越スペクトルモデルの卓越次数集合  $J_p$  をスペクトルの低次集合と卓越次数集合の和として与え、次数集合の総数を  $L$  とする。

$$J_p = \{ (j : 1 \leq j \leq ([C_1 A + 1/2] - 1)) \cap (j : j = [C_2 A + 1/2]) \} \quad (3.1)$$

$$L = \{ ([Ap + 1/2] - p)T + 84 \} / T \quad (3.2)$$

ここで

$A : 365/7$

$C_1 : 1, 2, \dots, p$

$C_2 : p, p+1, p+2, \dots, 84/T$

$[ ] : \text{ガウス記号}$

$T : \text{デマンド時限}$

$p : \text{境界係数}$

なお、(3.1)式と(3.2)式は前章の(2.8)式、(2.10)式と同一のものである。

(2) 低次次数集合モデル 一方、境界係数をパラメータとする低次次数集合モデルの次数集合  $J_{p'}$  ならびに次数集合の総数  $L'$  を次式で与える。

$$J_{p'} = (j : 1 \leq j \leq [C_1 A + 1/2]) \quad (3.3)$$

$$L' = [Ap + 1/2] \quad (3.4)$$

(3) デマンドの算定 デマンド時限ごとの実測デマンドを  $D_{gi}$  とする。また1年間のデマンド変動値をもとにDFTを実行し、(1)式と(3)式に基づいて部分IDFTによりフィルタ処理を行なった算定デマンドをそれぞれ  $D_{fi}$ ,  $D'_{fi}$  とする。ここで、残差平方和はそれぞれ次式で与える。

$$R = \sum_{i=1}^M (D_{gi} - D_{fi})^2 \quad (3.5)$$

$$R' = \sum_{i=1}^M (D_{gi} - D'_{fi})^2 \quad (3.6)$$

ただし、 $i=1, 2, \dots, M$ 。

ここで評価関数である残差平方和  $H$ 、次数総数積  $H'$  は

$$H = RL \quad (3.7)$$

$$H' = R'L' \quad (3.8)$$

で与えられる。

## &lt;3.4.2&gt; 2つのモデルの比較

モデル式の検証のため、以上で述べた3庁舎の受電デマンドを例にとり、各算定値を図3.6に示す(ただし、 $p \leq 27$ )。

ここで3庁舎の残差平方和と次数総数の関係は、それぞれ受電規模により異なるものの各モデルには相似傾向が見られる。両モデルの評価関数  $H$  と  $H'$  の比  $(H/H')$  は約 0.4 倍であり、卓越スペクトルモデルの優位性が認められる。

なお、低次次数集合モデルでは  $p$  が 6 から 7, 13 から 14, 20 から 21 に変化するときに残差平方和が急減している。 $p=6$  の場合は 313 次成分(周期は約 28 時間)スペクトル成分までであるが、 $p=7$  になると 365 次成分(周期 24 時間)を含むことより、計算精度が上がり残差平方和が急減する。また  $p=14$  は 730 次(周期 12 時間)、 $p=21$  は 1095 次(周期 8 時間)のスペクトル成分であり、これらも同様に説明できる。



## 3.5 まとめ

公共団体庁舎のデマンド変動についてその特徴を周期性に注目しスペクトル分析を行なった。本章の主な内容をまとめる。

- (1) 公共団体庁舎のデマンド変動はほぼ規則正しい変動を繰り返し、特徴としては、昼間と夜間の電力需要の差の大きいこと、および始業時の立ち上がりが著しいことがあげられる。
- (2) デマンドの図示化には、二次元表現、三次元表現ならびにデマンドマップ表現等があり、このうちデマンドマップによると年間変動の把握が容易である。
- (3) MEM法を用いるスペクトル解析では、1年を基本周期とするデマンド変動の卓越スペクトルの強度は次数の-3乗から-2乗で通減する。ただし、数週間以上の長周期領域のスペクトル値は、1週間・1日の周期のそれに比べると小さく、季節変動特性の弱いことが認められる。
- (4) 短期間(256時間)のFFTを用いたスペクトル解析によると、3庁舎相互のコヒーレンスは卓越スペクトルの存在点で高い線形性を持ち、周期が短くなるにつれて線形性が低下する。すなわち3庁舎の基本業務形態の一致が認められる。また24時間、12時間、8時間の周期は強い卓越スペクトル強度を持つ。
- (5) 卓越スペクトルモデルに基づく日電力量残差平方和と次数総数の積は、低次次数モデルのそれに比較して、演算効果が高くモデルとしての優位性が認められる。

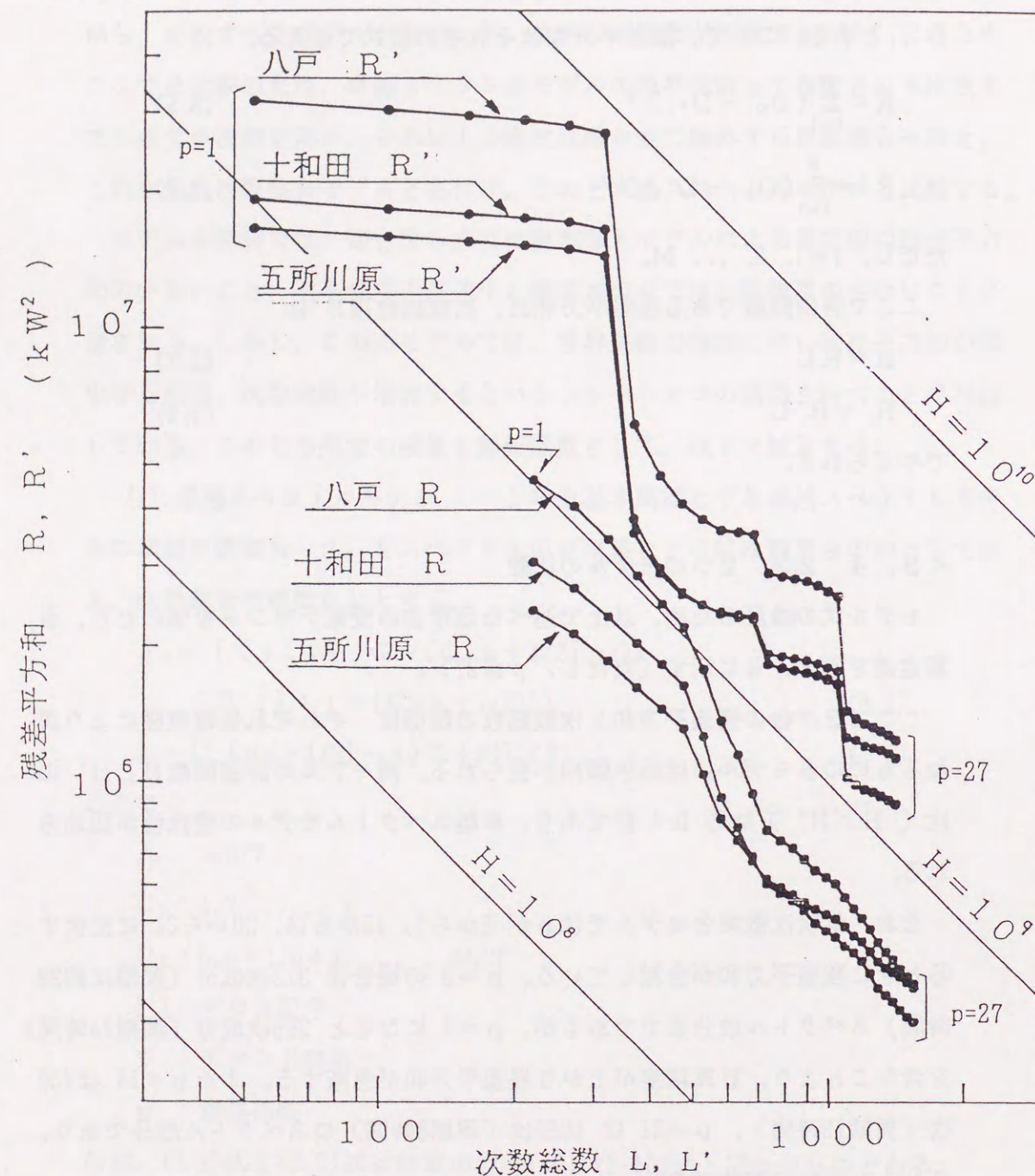


図3.6 残差平方和と次数総数



- (1) 土屋：「八戸高専の電気設備における卓越スペクトルによる年間総電力量の推定」，電気設備学会誌，6巻第1号，pp.3-10 (1986)。
- (2) 土屋：「地方公共団体庁舎（青森県）の受電設備における卓越スペクトルモデルの最適境界係数」，昭和61年電気関係学会東北支部連合大会，No. 2H22，p.278 (1986)。
- (3) 土屋，佐川：「地方公共団体庁舎の受電電力のスペクトル特性」，電気学会産業応用研究会，1A-86-16，pp.1-9 (1986)。

## 第4章 市庁舎の電力需要の主成分分析とその応用

### 4.1 まえがき

ロードマネジメントの分野では，需要家の行動モデルの作成，および分析が1つの課題である<sup>(1)</sup>。官公庁舎を対象とする電力需要分析についても同様のことがあてはまり，運用コストの低減と電力需要特性のより正確な把握という目的のために，電力需要モデルが検討されている。これに対して著者は学校や公共団体庁舎について，卓越スペクトルを用いたモデルを提案した<sup>(2)(3)</sup>。ただし，このモデルは電力需要のスペクトル強度（周期性）の定量的把握には適するものの，需要ピークの発生時期の推定などへの応用は困難である。官公庁舎の電力需要の変動の主要部分は定常化している大半の業務で決定でき，また電力需要の非定常部分は，休日ならびに気象変動に伴う需要変動で特徴づけることができると考えられる。しかし理論的には必ずしも明らかではない。

以上のことをふまえ，第4章では対象となる庁舎の多年度にわたる電力需要実績をデータとして，主成分分析を用い電力需要変動に及ぼす主要な成分の特定を試みる。すなわち，主成分分析によって電力需要変動に内在する情報を主要な少数の変数に集約表現し，変動特性の把握を行なう。あわせて本手法に基づく2，3の応用例について記す。

検討資料として市庁舎の5年間の電力需要（1時間デマンド）変動の値をもとに，年度を変えた2組の連続する4年間について，おのおの第4主成分までの特徴を抽出する。さらに主成分スコアの散布図を作成し，市庁舎特有の電力需要変動特性，すなわち周期性からのかい離を明確にする。ここで，第1主成分値に特徴強調処理を施し，日と時間の2次元座標上にスコア値を作図するならば，固有電力需要特性図，ピーク電力需要特性図を作図できることを述べる。なお，この2種類の電力需要特性図という用語は本章で新規に提案するものである。これらは年間電力需要分布の状態判別，およびピーク電力需要の発生時期の推定に適用でき，受電設備管理の資料として有用である。また第2主成分



以下の成分については、別の特徴強調処理を施すことにより国民の祝日等に基づく電力需要の特異日が抽出できることを述べる。

## 4.2 主成分分析

### <4.2.1> 主成分分析の概要

主成分分析は固有ベクトル変換の1つとして、たとえばリモートセンシング、またはパターン認識の分野で多用される多変量解析の一手法である<sup>(4)</sup>。本章では1年間の電力需要変動を1つのパターンとしてとらえ、多年度にわたる需要データのパターン群を少数の主成分（総合特性値）に集約表現する。ここではデマンドの時限をT(h)とする1年間の電力需要データ（n個： $=8,760/T$ ）を1つの変量の総個体数とし、変量としてp年間（本章では $4 \leq p$ ）を考え、これらの観測データをm個（ $m \leq p$ ）の主成分に集約する。なおデマンドの定義は2章の(2.1)式に示した通りである。

主成分分析では変量を  $x_1, \dots, x_p$  とするとき、任意の係数  $a_1, \dots, a_p$  を用い、(4.1)式で示す結合式を作る。

$$z = a_1 x_1 + \dots + a_p x_p = \mathbf{a}^T \mathbf{x} \quad (4.1)$$

ここで、 $\mathbf{a} = (a_1, \dots, a_p)^T$ 、 $\mathbf{x} = (x_1, \dots, x_p)^T$ である。なお、 $\mathbf{a}$ は上述の電力需要変動の分散・共分散行列の固有ベクトルであり次式を満たす。

$$\mathbf{a}^T \mathbf{a} = a_1^2 + \dots + a_p^2 = 1 \quad (4.2)$$

ここで(4.1)式の合成変量zをp個の変量で集約するために、zの分散の最大化を図る。このようにしてzの分散は次式で与えられる。

$$V(z) = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (z_i - \bar{z})^2 = \mathbf{a}^T \mathbf{S} \mathbf{a} \quad (4.3)$$

ここで、Sは変量の分散・共分散行列であり(4.2)式の条件で(4.3)式を最大化しようとするとき、Sの固有値問題を解けばよい。Sは対称行列で、 $V(z) > 0$ であるからp個の実数、非負の固有値  $\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq \dots \geq \lambda_p \geq 0$  を持つ。各固有値に対する固有ベクトルを  $a_1, \dots, a_p$  とするとき最大固有値  $\lambda_1$  に対する固有ベクトル  $\mathbf{a}_1 = (a_{11}, \dots, a_{p1})^T$  の要素が係数になり、第1主成分  $z_1$  は

## 第4章 主成分分析

$$z_1 = \mathbf{a}_1^T \mathbf{x} = a_{11}x_1 + \dots + a_{p1}x_p \quad (4.4)$$

同様に、2番目に大きい固有値  $\lambda_2$  に対する固有ベクトル  $\mathbf{a}_2 = (a_{12}, \dots, a_{p2})^T$  の要素を係数とする第2主成分は

$$z_2 = \mathbf{a}_2^T \mathbf{x} = a_{12}x_1 + \dots + a_{p2}x_p \quad (4.5)$$

以下同様に第p主成分まで求めることができる。ここで  $z_i$  は各主成分のスコア値となる。なお

$$\lambda_k / \sum_{j=1}^p \lambda_j \quad (4.6)$$

は第k主成分の寄与率となる。

### <4.2.2> 主成分分析の前処理

学校、公共団体庁舎のデマンド変動は365/7を基数とする卓越スペクトルを有することを報告した<sup>(2)(3)</sup>。これは基本的には7日単位の業務形態に基づくためであり主成分分析を行なう際、データの入力段階で曜日を合致させ、かつ通週（該当年の週の通し番号）を一致させる必要があるためである。もしもこの前処理を行なわないと、データの単周期、長周期レベルでの整合性がなくなり、得られた主成分の意味は不明瞭なものになる。なお、連続する年における翌年の通日の第1日（1月1日）の曜日は、①前年が平年の場合、前年の第2日目の曜日、②前年が閏年の場合前年の第3日目の曜日、のようにずれる。このことより曜日と時刻の一致するデータを得るために、以下の前処理を行なう。表4.1に1982年から1985年にかけてのデータの前処理の例を示す。

データの第1日は平年・閏年に関わらずy年（暦年）の第1日に指定し、第1番目のデータには午前0時から開始する電力需要値をあてる。例えばT=1(h)であれば0:00から1:00までの値が該当する。分析の対象となる年は、p=4であれば(y-3)、(y-2)、(y-1)、およびyの連続する4年間となる。さらに曜日を合わせるために、ある年の第1日から最大4日目までのデータを、そのn前年の最終日のあとに連続させて調整する。なお分析では、年間総日数を365日として処理する。



表4. 1 主成分分析に用いるデータの前処理の例

	Fri.	Sat.	Sun.	Mon.	Tues.	Wed.	---	Thur.	Fri.	Sat.	Sun.	Mon.	Tues.
1982 (y-3)	1	2	3	4	5	6	---	364	365	'83 1	2	3	4
1983 (y-2)		1	2	3	4	5	---	363	364	365	'84 1	2	3
1984 (y-1)			1	2	3	4	---	362	363	364	365	366	'85 1
1985 (y)					1	2	---	360	361	362	363	364	365

← 365 days →

#### <4. 2. 3> 第1主成分

市庁舎の受電設備では業務内容に大幅な変更がない限り、その電力需要変動特性は毎年ほぼ同様の変化を繰り返す。第1主成分の寄与率は90%を超えるが、これは通常の電力需要の強度を与える。

(1) 固有値電力需要特性図 ここで、(4.4)式の第1主成分 $z_1$ の式に従い、スコアを作成する。さらにカラーまたは白黒の濃淡表現を使い、横軸を日、縦軸を時刻とする2次元座標上に作図する。すると、年間レベルでの電力需要変動の様子を把握できる。本図を固有電力需要特性図と称する。

(2) ピーク電力需要特性図 第1主成分の式を用いて算定されたスコアに於て、上位のスコアを(約85%以上)を抽出し、電力需要特性図を作図するとピーク電力需要特性図が得られる。本図は、従来経験的に知られていた受電設備のピーク電力需要の発生時期を定量化した形で与える。

#### <4. 2. 4> 第2～第p主成分

第1主成分の寄与率が90%を超える場合には、第2主成分以下の累積寄与率は10%以下の少数成分となる。すなわち第2成分以下の成分は電力需要の特異点を与える。

ここでは国民の祝日における電力需要の減少、気象変動にともなう冷・暖房設備の運転などによる電力需要の増大、停電等に起因する負荷の減少等がこれに相当する。このようないくつかの少数成分に内在する情報を取り出すために、

#### 第4章 主成分分析

得られたスコアに特徴強調処理を施す。なお、特徴強調処理とは特定の主成分を線形もしくは非線形変調することを意味し、変調関数は一般には使用目的によって異なる<sup>(5)</sup>。本章では変調手法として第2～第p主成分のスコアをベクトルと考え、この合成ベクトルの長さを(4.7)式で与える。

$$\left\{ \sum_{i=2}^p |z_i|^2 \right\}^{1/2} \quad (4.7)$$

さらに上記の合成ベクトルの長さの最大値の約30%以上のものについて、その長さに応じてカラーもしくは白黒の濃淡を対応させた電力需要特性図を作成する。すると、年間レベルでの電力需要の特異日が抽出できる。

#### 4. 3 処理の結果と検討

青森県八戸市の市庁舎(三相3線6.6kV, 契約電力550kW, 年間総電力需要電力量1,480～1,580MWh, 記録積算計器の最小単位10kW, デマンド時限1時間)に対して分析を行なった。データの総数は、1982年から1986年の1,826日間に記録された43,824個である。本庁舎を選定する理由は、多年にわたる電力需要の観測値と主要電気設備の管理に関する記録・知識が揃っていることによる。すなわち、特徴強調処理等を行なった段階で電力需要変動の総合特性がどの程度判読しやすくなったかを知ることは、処理結果を評価する上で重要であり、ここで設備管理の知識が必要になる。以下に、処理結果について簡単に述べ、検討を加える。

分析結果は、1982年～85年の4年間の電力需要データをケース1、1983年～86年の同データをケース2として処理する。この2つのケースでは1年間のずれがあるが、これは年度の違いによる差を調べるためである。なお、両方のケースとも(4.3)式のSは分散共分散行列とする。この理由は対象とするデータの測定単位が(kW)で共通することによる<sup>(6)</sup>。

##### <4. 3. 1> 固有値寄与率と固有ベクトル

図4. 1には各成分の固有値寄与率を、図4. 2には固有ベクトルを、ケー



ス1とケース2のそれぞれについて記載する。これらの分析結果から両ケースとも第1主成分の寄与率が93%と卓越し、第2主成分以下が極端に少ないことがわかる。また図4.2(a)に示すように第1主成分の固有ベクトルの大きさはすべて0.5に近い値であることより、本成分は市庁舎の電力需要変動の全体的な大きさを示す指標であると考えることができる。なお、第3・第4主成分(同図(c),(d))の固有ベクトルは両ケースとも値は異なるが同一の符号を持っている。逆に、第2主成分(同図(b))は符号が逆転する結果となっている。これは表1に示すようにデータ前処理の段階で曜日の一致をとる一方で、祝祭日は日付で定まるため、ずれ込みが生じることに起因する。なお、図中の記号PCは主成分(Principal Component)の頭文字、その後の数字は主成分番号、'82, ..., '86は西暦年を表わす。

#### <4.3.2> 主成分スコアの散布図

主成分スコアは(4.1)式を用い第4主成分まで求め、これらの相互の主成分をそれぞれ2次元化し、図4.3(a)~(f)の散布図を作る。ここではケース1、ケース2の2組が作られるが、ほぼ同様の特性を示すため、ケース1の場合を記載する。本図中のローマ数字I~IVは主成分の軸番号(1~4)を示す。( , )はスコア座標であり各主成分の中での最長軸を100、最短軸を50とする。適当な係数を乗ずることによってkW単位となる。また各主成分の原点はそれぞれの平均値を0となるようにする。

これらの散布図によると第1主成分の分散が大きい。同図(a)を例にとるとI軸上の座標(50,0)と(-20,0)の付近に2つの核となる分布が認められる。前者は昼間の電力需要の分布、後者は夜間の電力需要の分布に相当する。I軸から離れたところにも小分布が見られる。同図(b),(c)も同様である。また同図(d)~(f)は第2~第4主成分相互の分布を示しており、これらは原点付近に核となる分布を持ち、中心の周囲にいくつかの小分布を形成し、それぞれ独特な分布形態をしている。なお、この小集団分布は次の項に記す市庁舎特有の電力需要の特異日を特徴づける。

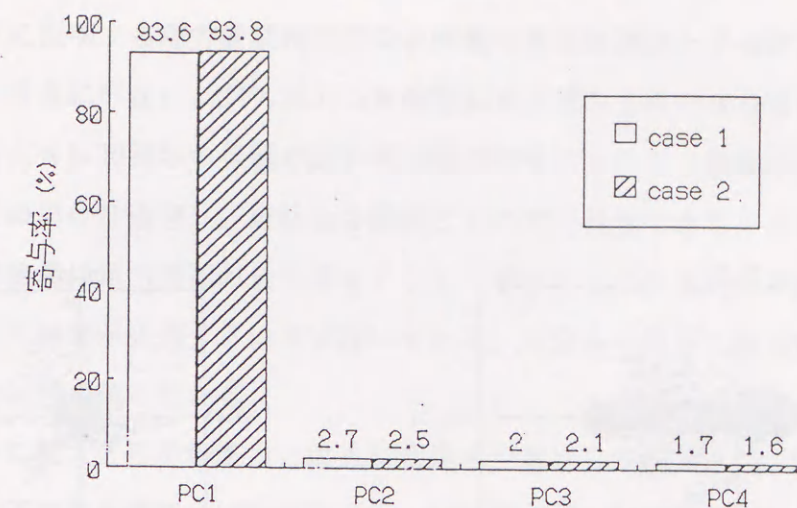


図4.1 固有値寄与率

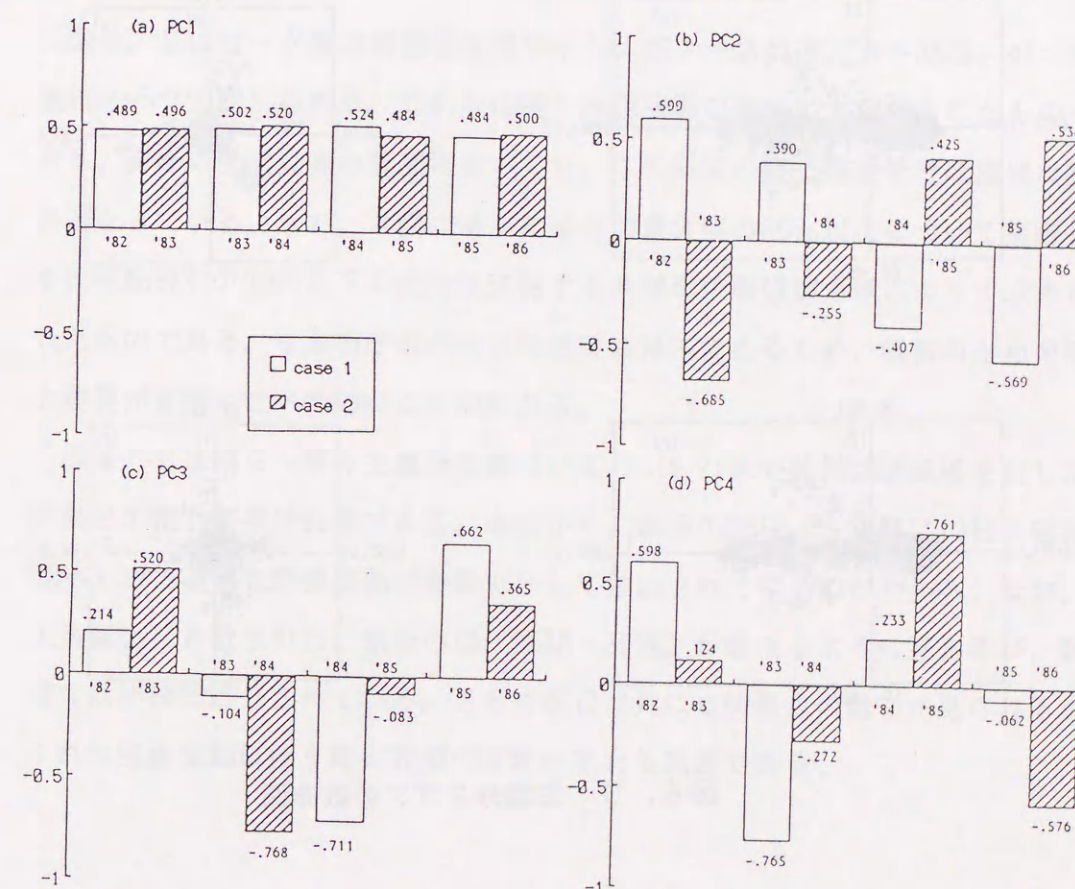


図4.2 固有ベクトルの大きさ



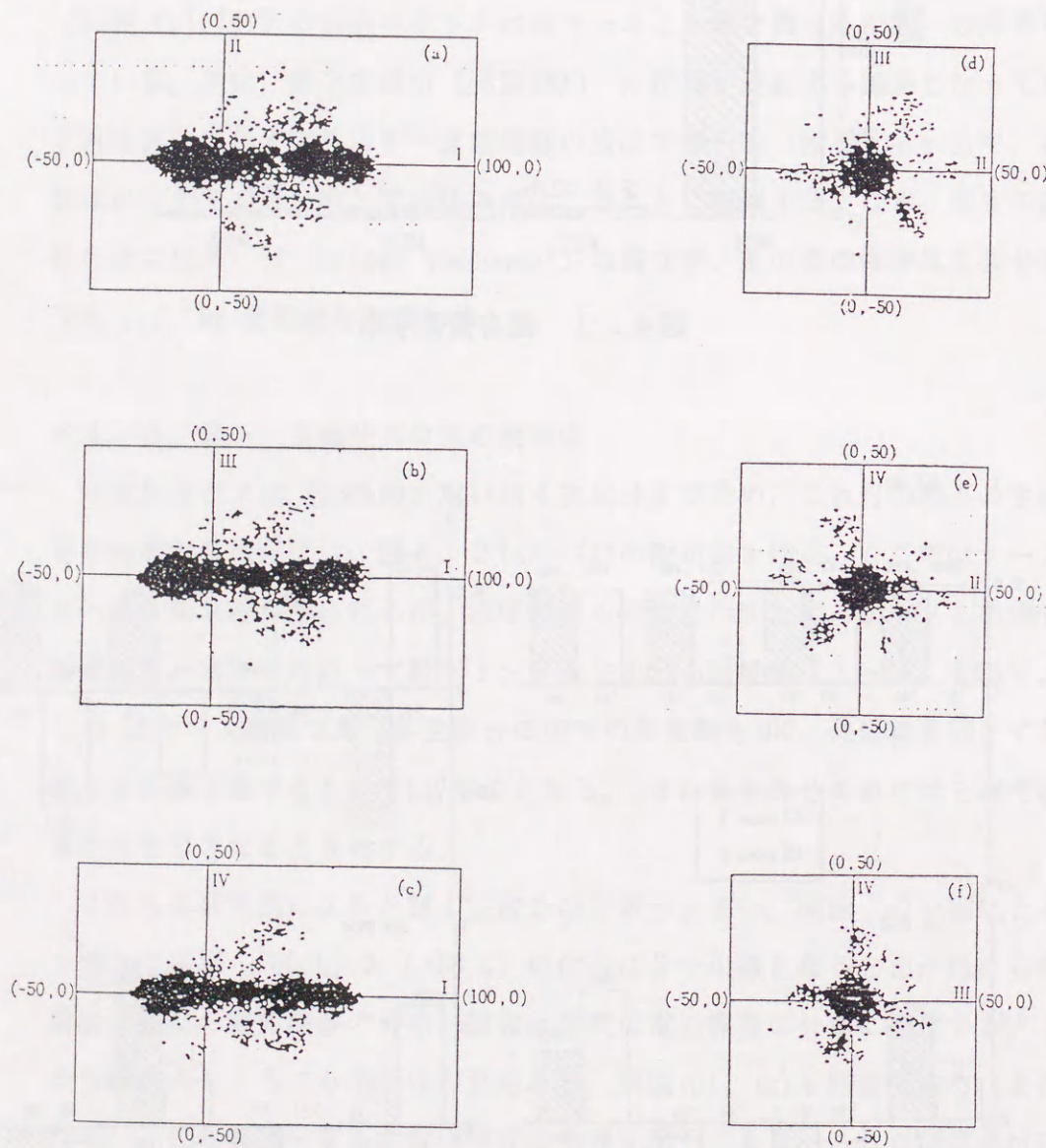


図4.3 主成分スコアの散布図

### <4.3.3> 固有、ピークおよび特異日電力需要特性図

以下に説明する電力需要特性図では横軸の単位を通過とするが、実際の作図では一日毎に行ない、 $24 \times 365$ の各座標要素に重みを持たせる方式とする。

図4.4は1986年の年間の固有電力需要特性図を示し、横軸が通日（ただし本図での単位は通過）、縦軸は各時刻ごとの電力需要である。ここでは縦軸方向の実線長は電力需要の最大値を1として規格化している。なお縦軸は図の上から下へ時間が経過するように描いている。本図から昼夜の電力需要格差、年間変動特性が読み取れる。

さらに最大3日平均電力に従う年負荷率を算定してみると31.7%が得られる。各年の年負荷率は1982年34.3%、83年32.5%、84年33.6%、および85年34.1%でこれらの平均値は33.6%である。実際の値と比較すると固有電力需要特性図の方がいずれの年も約2%低く算定されているが、ほぼ近似的な値が得られている。

図4.5はピーク電力需要特性図を示し、第1～第11週、31～35週、47～50週にピークが認められる。これらは暖・冷房機器の運転によって生じたものである。実際の受電設備の管理においても、この期間の電力需要管理は重要な業務となっている。なお、本図は第1主成分の最大値の80%以上について実線長を比例配分し、79%以下の成分は無視する非線形特徴強調処理によって求められたものである。なお市庁舎の所在地は青森県内であるため、暖房のための電力需要が夏季に比べて強いことがわかる。

図4.6は第2～第4主成分に基づいて、(4.7)式で特徴強調処理を施した特異日の電力需要特性図である。本図から、国民の祝日（1年間に12日：昭和62年）による電力需要変動が特異日として抽出されているのがわかる。なお、天皇誕生日と敬老の日、秋分の日（第38～39週）が重なるように見えるが、数値では明確に区分されている。さらに祝日以外にも特異点の散在が見られるが、これは気象変動に伴う電力需要の変動が主たる原因である。



## 4.4 まとめ

特定の市庁舎の5年間にわたる電力需要の変動の記録を基に、各年ごとのデマンド値を1変数とおき、連続する4年分のデータ(4変数)を2組作り、それぞれ前処理として曜日と通日の整合を施した後、主成分分析を試みた。

結果として電力需要変動に係わる特有の特徴を示す主成分値が得られた。ここでは第1主成分値が、第2主成分以下の成分値に比較して卓越していることが判明した。さらに算定された主成分値に基づいて、各デマンドのスコアを算定した。この際、スコアに非線形特徴強調処理を施し年間レベルでの電力需要特性図を作成することにより、固有、ピーク、および特異日の3種類の電力需要特性図を作成できることを示した。特に前2者の特性図は受電設備管理の資料、若しくは基準として利用でき、特に市庁舎のように業務内容が定常化しているところの電力需要の診断には有効であると考えられる。またこれらの特性図を各年度毎に作成することにより、年間レベルでの電力需要特性とピーク電力需要発生時期の推定並びに推移を容易に把握できる利点がある。

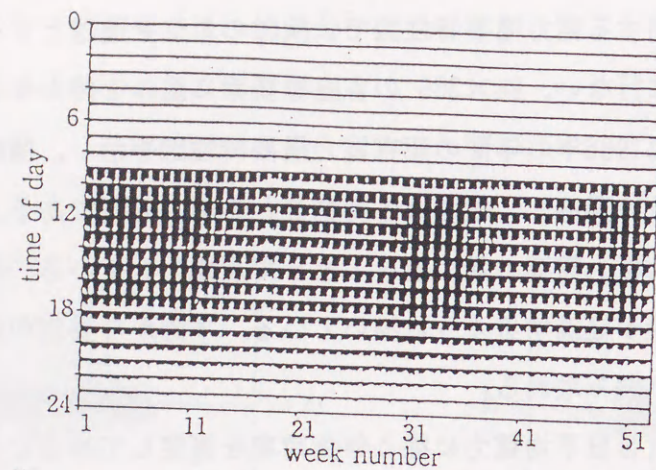


図4.4 第1主成分から作られる固有需要特性図

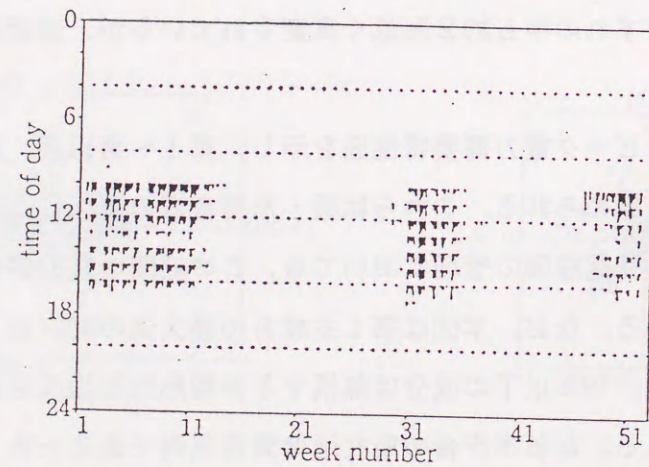


図4.5 第1主成分から作られるピーク需要特性図

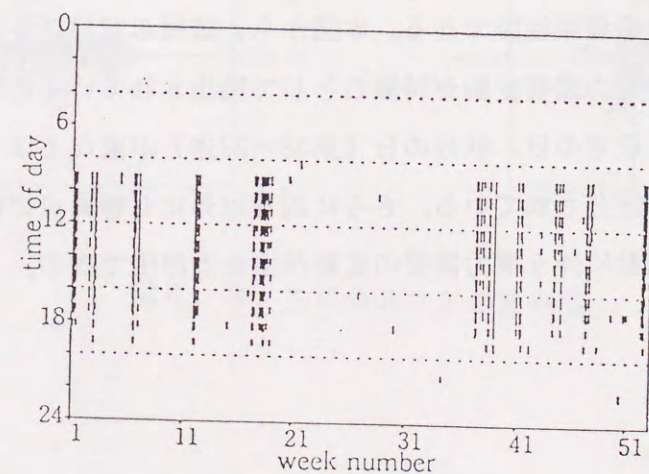


図4.6 特異日需要特性図



- (1) 小野：「負荷研究の方法とロードマネジメント評価への適用事例」，電力経済研究，No.21，pp.51-63 (1986).
- (2) 土屋：「八戸高専の受電設備における卓越スペクトルによる年間総電力量の推定」，電気設備学会誌，第6巻，第1号，pp.3-10 (1986).
- (3) 土屋：「公共団体庁舎の受電設備のデマンドモデル」，電気学会論文誌B，107巻4号，p.209 (1987).
- (4) A. Singh, A. Harrison : "Standardized principal components", Int. J. Remote Sensing, Vol.6, No.6, pp.883-896, 1985.
- (5) 茂原，堀井：「画像の色彩による特徴強調」，東芝レビュー，第40巻，8号，pp.656-658 (1985).
- (6) 奥野：「応用統計ハンドブック」，養賢堂，p.340 (1984).

## 第5章 産業電力需要と季時別料金制度

### 5.1 まえがき

電力系統の負荷平準化の方策の1つとして，季時別料金制度の適用によるロードマネジメントが各方面で検討されつつある。この目的のため経済的な手段として，昭和63年1月から電気料金の改訂がなされ，大口需要家すなわち高压電力乙および特別高压電力の産業需要家を対象とする季時別料金制度の選択的導入が開始されている。なお，現在までに電気事業法21条ただし書きによる需給調整契約がなされ，ピークカット・昼夜間格差の縮小のための努力がなされてきているが，新規の季時別料金制度を用いて更に効果を上げようとするものである。ちなみに，わが国の昭和61年度の9電力会社の電灯・電力合計の電力量(5,161億kWh)のうち，大口需要家のそれは1,938億kWhであり，約38%を占める。この中で，需給調整契約分(622億kWh)は約32%に及んでいる<sup>(1)</sup>。

ここで，新規の季時別料金制度に基づく料金体系は，主に残り68%に属する需給調整契約以外の大口需要家への適用が考えられており，その持つ意義は大きい。もちろん，季時別料金制度を採用する需要家においても，需給調整契約(ただし，随時調整と計画調整)との併用も可能となっており，負荷平準化がより進展することが期待されている。

また，産業用需要での電力消費形態は技術要因に深く関与する。ここで，本制度を効果的に導入するためには需要家の負荷特性をプロセス・機器というミクロレベルで把握し，需要家が料金構造(季時別料金制度での料金比など)にいかに対応するかを事前に調査する必要がある。これについてはアメリカの例<sup>(2)</sup>，またわが国では鉄鋼業での電力調整モデルの報告<sup>(3)</sup>，重電機製造業での解析<sup>(4)</sup>がある。また，生産性向上の高度化に伴う自動化・省力化と季時別料金制度との関連<sup>(5)(6)</sup>，および主要な鉱工業の分野ごとの同制度に対するマクロな立場での適応可能性についても報告されている<sup>(7)</sup>。



以上の状況をふまえて第5章では、まず産業における季時別料金制度の必要条件とその日本の各産業への適用結果を示す。次いで、軽電機製造工程における季時別料金制度下での電力需要調整可能性を、線形計画モデルを用いて具体的に検討する。

## 5.2 マクロな立場からの季時別料金制度導入可能性の検討

### <5.2.1> 産業別の1人当り電力需要

鉱工業の各業種における1人当り需要電力は、技術的・人的ならびに経済的要因などに支配される。ここではこれを次式のように定義する。

1人当り需要電力：G (kW/man)

=年間使用電力量(kWh)/全従業員数(men)/年間総実労働時間数(h) (5.1)

算定ではわが国の産業別年間使用電力量<sup>(1)(8)</sup>，全従業員数<sup>(9)</sup>，年間総実労働時間数<sup>(10)</sup>の各値は同一部門で統計処理されていないため統一性には欠けるが，1人当り需要電力の概略値算定には差し支えない。

1979年から1986年の連続する8年間の主要鉱工業の業種別の大口需要家（従業員数200人以上の企業）のG値の推移を図5.1に示す。年間総実労働時間には30人以上の企業についての平均値を用いる。なお，一企業あたり100人以上の従業員を仮定する場合，電気機械器具製造業では6.0kW/man（それぞれ1986年の値）のように値が異なる。普通，大口需要家での一企業の通常の従業員数はこれら以上であると考えられることより，(5.1)式での全従業員数は例えば300人以上の企業が該当すると仮定すれば，全従業員数が減少し1人当り需要電力はさらに上昇する。

同図からはG値の増加傾向と，G値の高い業種と低い業種に相当の落差のあることが認められる。以下では，まずこれらの特徴について分析する。

### <5.2.2> ブレークイーブンkW/man

生産工程の自動化の程度により，電力原単位と労働原単位は各工程で異なる。

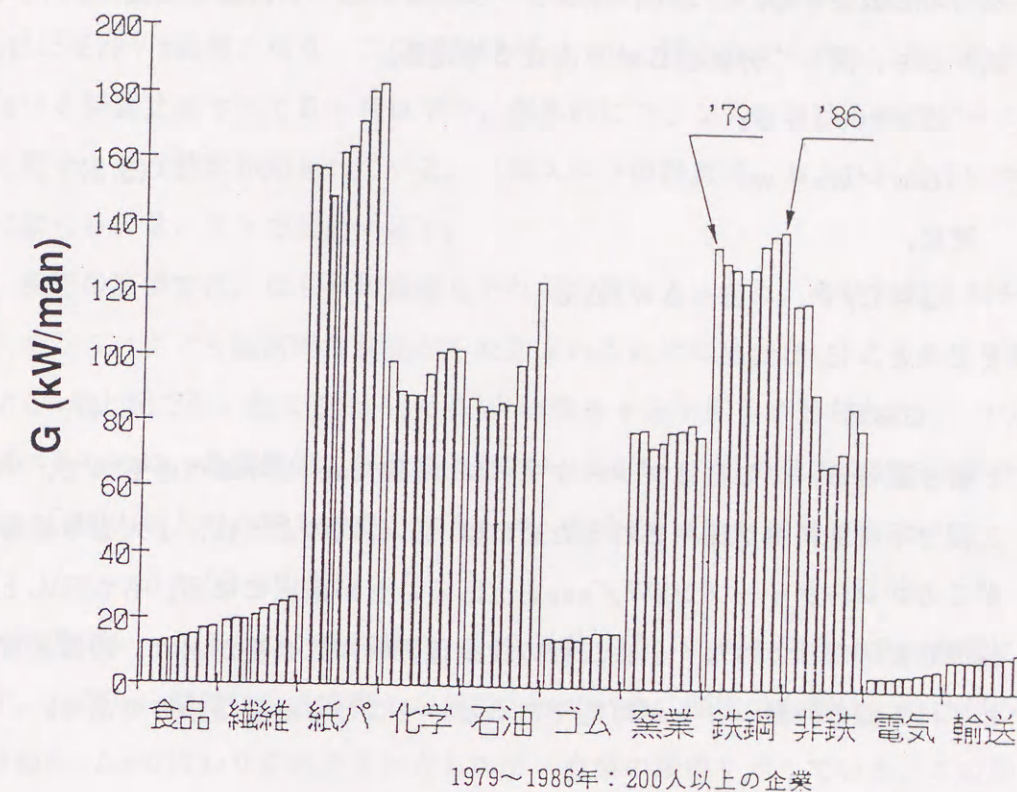


図5.1 主要鉱工業の産業別の1人当り需要電力

ここで需要家の立場では，季時別料金制度を導入してその効果を発生させるためには人件費と電力料金との間に以下の条件を必要とする。すなわち，ある工程の作業を電力料金のオンピーク時からオフピーク時へシフトさせ生産コストの低減を図るとき，その作業シフトに伴う労賃の増加に比べて電力コスト（従量料金のみ）の節減が大きいという条件が必要である。

$$Dh(e_p - e_o) \geq Ph(w_p - w_o) \quad (5.2)$$

ここで，

D：各工程の平均の所用需要電力(kW)

P：所要従業員数(man)

h：作業時間(h)

$e_p, e_o$ ：それぞれオンピークとオフピークの電力料金単価(¥/kWh)

$w_p, w_o$ ：それぞれオンピークとオフピークの労賃(¥/manh)



ただし、 $e_p$ （または $e_o$ ）の時間帯は、 $w_o$ （または $w_p$ ）の時間帯にあてはまるものと仮定する。ここで、オンピーク・オフピーク料金単価差（以下、料金差） $\Delta e$ 、同じく労賃差 $\Delta w$ を次式で与える。

$$\begin{aligned}\Delta e &= e_p - e_o \\ \Delta w &= w_p - w_o\end{aligned}\quad (5.3)$$

更に、

$$G = D/P, \quad B = \Delta w / \Delta e$$

とおくと、(5.2)式は

$$G \geq B \quad (5.4)$$

と書き直せる。この $B$ はブレークイーブン $kW/man$ と呼ぶべきもので、一つの工程で季時別料金が採用されるためには(5.4)式のように、1人当り需要電力がこのブレークイーブン $kW/man$ を上回ることが前提になる。もちろん上記の経済的要因だけではなく、各工程の設備稼働率には余裕があり、設備投資を伴わずに工程の作業シフトが可能であるということも必要な条件である。

#### <5.2.3> 産業別ブレークイーブン $kW/man$ の推移領域

ブレークイーブン $kW/man$ の値の大小は電力集約型、もしくは労働集約型のどちらかの特徴を示す。すなわち、 $G > B$ の場合は電力集約型の特徴を示し、その産業では労働に比較して電力コストが支配的である。また逆に $G < B$ の場合、すなわち労働集約型ではこの逆になる。自動化を実施した場合、 $P$ は明らかに減少するが、 $D$ が増加するか減少するかは一概にいけない<sup>(11)</sup>。このため以下では、 $D$ は自動化をすすめても一定と考え分析を進める。また、 $\Delta w$ 個々の値については公開されていないので、労働基準法37条で規定されている割増し賃金率を考慮し、 $\Delta w = 0.25 w_o$ 、すなわち夜間などでの割増賃金率は25%とする。一方、 $\Delta e$ は異なる時間帯（あるいは季節）での料金差で、季時別料金の設定基準により当然異なる。しばしば用いられるのは、オンピーク時とオフピーク時の料金比をあらかじめ与え、収入中立の条件でそれぞれの時間帯の料金を設定する方法である。ここで収入中立とは、季時別料金制導入前（すなわち固定料金制）と導入後で需要パターンが変わらないとしたとき、料金収入が不変になるような料金の設定基準であり、季時別料金の導入効果を知るのに

有効な基準としてアメリカでの実験ではもっぱら用いられてきた<sup>(2)</sup>。この収入中立条件の下では、もしも料金比が10であると現行の日本の料金事情では $\Delta e$ は15 $\text{¥}/kWh$ 程度となり、この値程度が $\Delta e$ の上限と考えられる。なお世界における料金比はすべて5～6以下で、例外的にフランスにおける特定ピーク時の数十という数字が知られている。（収入中立の計算式、および料金比については<5.2.4>で後述する）。

実際の産業では、 $G$ も平均賃金もそれぞれ異なる。また、季時別料金制を導入することにより経済的な利益がもたらされるためには、(5.4)式の条件を満たす $\Delta e$ が上記で示したような15 $\text{¥}/kWh$ 程度を十分下回る必要がある。この点を調べるために、各産業別、年度別（1977～1986年）の $G$ の値および基本賃金率 $w_o$ （200人以上の企業を対象とするもの）を求め、(5.4)式から

$$\Delta e = \Delta w / G = 0.25 w_o / G \quad (5.5)$$

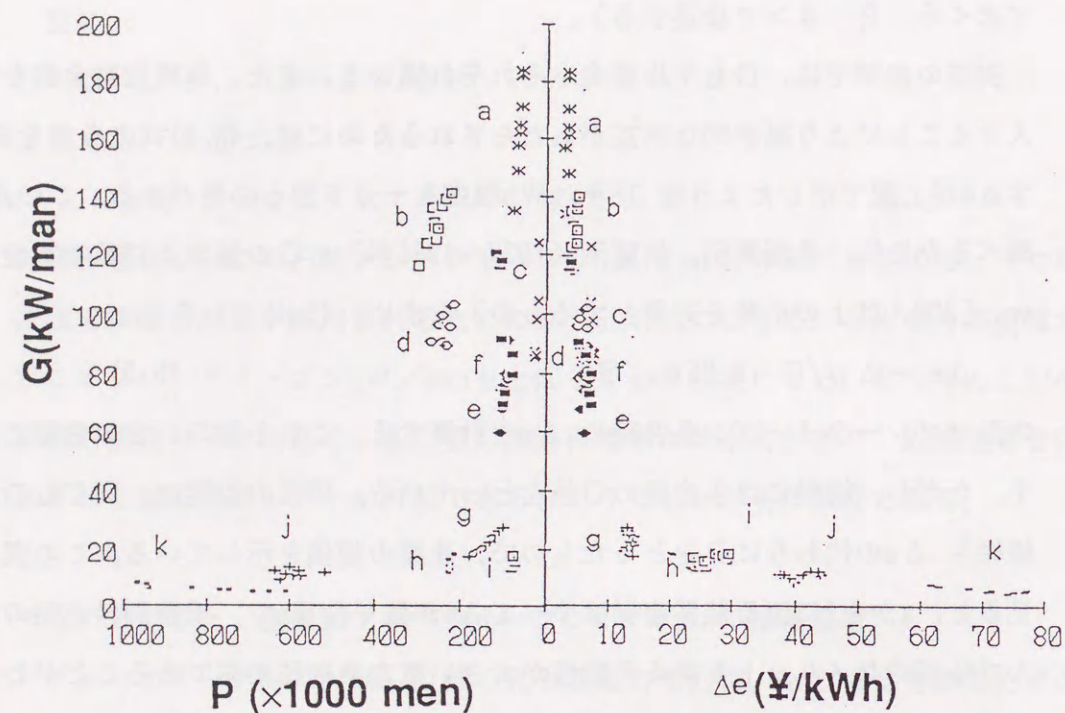
の形でブレークイーブン条件時の $\Delta e$ を計算する。これを図5.2の右側に示す。ただし、縦軸には各産業の $G$ 値をとっている。同図の左側は、同じものの横軸を $\Delta e$ の代わりに $P$ をとったもので、産業の規模を示している。この図を見ると、aからfに至る装置産業はすべて $\Delta e$ が数 $\text{¥}/kWh$ で、季時別料金制の導入で経済的なメリットを得る可能性が大きい電力集約型産業であることがわかる。それと対照的に輸送機械、電気機器製造のような労働集約型の業種では $\Delta e$ が数十 $\text{¥}/kWh$ となり、現状では季時別料金制度導入の効果が少ないことが知られる。

また、 $G$ 値との関係では労働集約型では40 $kW/man$ 以下を示し、逆に電力集約型産業は約60 $kW/man$ 以上を示しており、季時別料金制度への反応の容易性は $\Delta e$ と均一料金単価 $R$ の関係、もしくは $G$ 値を用いることでマクロ的に把握できる。なお、上記の電力集約型の6分野では既に従前から需給調整契約のもとで、同制度に近い料金体系で運用されてきている。

#### <5.2.4> 収入中立の料金比

ここで、さきに述べた収入中立の条件下での料金の設定法を具体的に示す。現状の操業からオンピークとオフピークの2価格帯を仮定した場合の使用電力量をそれぞれ、 $H_o, H_p$ とする。また、均一料金単価を $R$ 、料金比を $r$ とする





- |                 |               |
|-----------------|---------------|
| a. 紙パルプ製造業      | g. 繊維工業       |
| b. 鉄鋼業          | h. 食料品製造業     |
| c. 石油製品・石炭製品製造業 | i. ゴム製品製造業    |
| d. 化学工業         | j. 輸送用機械器具製造業 |
| e. 窯業・土石製品製造業   | k. 電気機械器具製造業  |
| f. 非鉄金属製造業      |               |

図5.2 主要鉱工業のG, Δe, Pの推移領域  
(1977~1986年: 200人以上の企業, ΔW=0.25W<sub>0</sub>)

と収入中立の条件から次式が成立する。

$$(H_p + H_o) R = H_p e_p + H_o e_o \quad (5.6)$$

ただし,

$$r = e_p / e_o \quad (5.7)$$

ここで,  $e_p$ ,  $e_o$  はオンピーク, オフピークの料金単価であり,  $r \geq 1$  である。

なお,  $r=1$  は均一料金制度の場合である。従って, 次式を得る。

$$e_p = r R (H_p + H_o) / (r H_p + H_o) \quad (5.8)$$

$$e_o = R (H_p + H_o) / (r H_p + H_o) \quad (5.9)$$

また, オフピーク電力量率 (または夜間率)  $\mu$  と料金差  $\Delta e$  を次式で与える。

$$\mu = H_o / (H_p + H_o) \quad (5.10)$$

すると,

$$e_p = R + \mu \Delta e \quad (5.11)$$

$$e_o = R - (1 - \mu) \Delta e \quad (5.12)$$

### 5.3 生産工程モデル

次に, 本節では量産形の電気機械製造工程を対象として, 季時別料金制度下での電力需要調整の可能性を具体的に検討する。

#### <5.3.1> 生産工程の一般化モデル

まず, 作業工程の内容として, 原料工程に始まる各種の中間製品が個別のストックヤードを経て次段の生産工程に供給され, それがまた加工されるという典型的な流れ作業工程を考える。加工・組み立てを中心とする生産工場を品種数で分けると, 多品種小量生産工程と少品種大量生産工程になる。モデルの構築では, 前者は制約変数・時間要素が多くなるので, ここでは工場全体を主要な製品に集約し, 少品種大量生産工程として分析する。なおこれらの諸工程の電力消費原単位と労働力原単位は計測可能とし, 各工程の生産量とストック量の物流は計測できるものとする。産業需要家はコスト低減に敏感であるとの立場より, この需要家が電力コストと労働コストから構成される生産コストを



最小にするよう、生産計画を組むものとする。季時別料金制を与えたときの電力需要は、この前提から以下のような最適化モデルで求められる。すなわち、生産工程と電力消費構造を等号および不等号条件式として与え、所与の製品出荷量を最小コストで生産する最適化モデルであり、これは線形計画（Linear Programming : LP）モデルとして表現できる。

図5.3は工程の流れを示したもので、左側が原料工程で始まる上流工程、右側は下流工程である。Xは生産工程生産量、Yはストックヤードのストック量、Zは最終製品出荷量を表す。例えば、i工程で生産される中間製品量は $X_i$ で、それが該当するストックヤードのストック量 $Y_i$ に加算され、一方、 $Y_i$ は次の $(i+1)$ 工程への入力となる。これを式に示すと次のようになる。

$$Y_i(t) = Y_i(t-1) + X_i(t) - X_{i+1}(t) \quad (5.13)$$

$$X_{i+1}(t) \leq Y_i(t-1) + X_i(t) \quad (5.14)$$

なお、時間要素 $t$ は、例えば1日2交替1週間であれば2（期/日）または14（期/週）と表す。

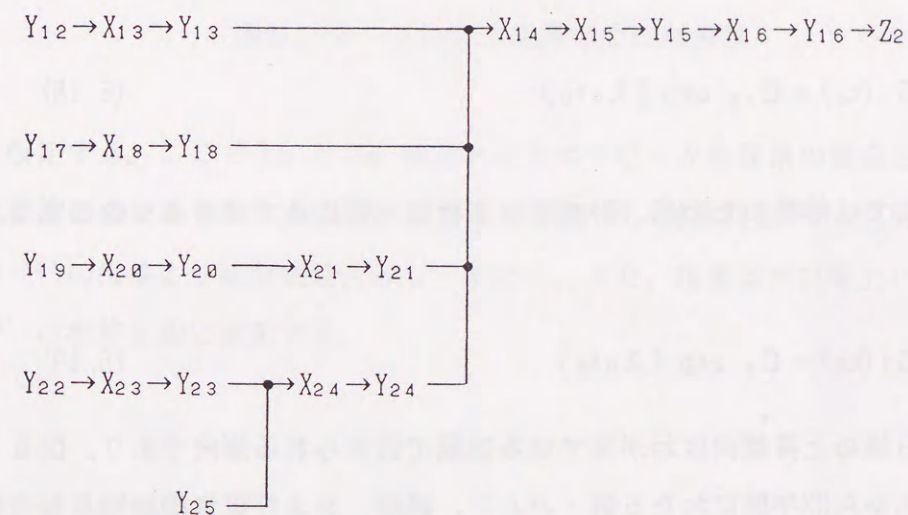
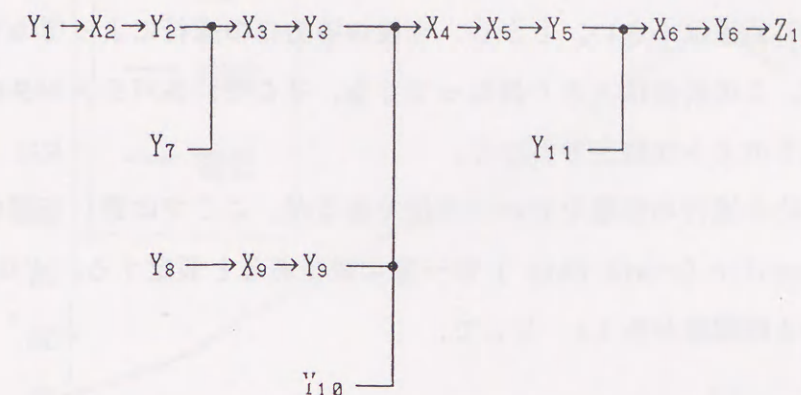
ここで、 $c$ を各工程のコスト単価ベクトル、 $x$ を各工程の各期の生産量、ストック量および出荷量等とすれば、問題は以下になる。

$$\min. \quad J = c^T x \quad (5.15)$$

$$\text{s.t.} \quad Ax \geq b, \quad x \geq 0 \quad (5.16)$$

$$\text{ここで} \quad c \in R^n, \quad x \in R^n, \quad b \in R^m$$

なお、 $c$ の各要素は各期の単位生産あたりの人件費と電気料金の和である。また、(5.16)式の制約条件は先に例示したように連続する工程の生産量バランス、ストックヤードを中心とする生産量バランス、生産能力制約、週間生産量および初期・終端条件などに関するものである。具体的な制約式、目的関数式は文献<sup>(6)</sup>に詳しく示した。



$X_i$ :  $i$ 工程の生産量

$Y_i$ :  $i$ 工程の製品ストック量

$Z_i$ : 最終製品出荷量

図5.3 スtockヤードを有する生産工程



## &lt;5.3.2&gt; 1人当り需要電力, 賃金, 均一料金の増加速度

前節の説明からわかるように, 本検討の対象となった電気機械製造工場はG値, すなわち kW/manが小さく, 現状では季時別料金の導入が直ちに経済的利益に結び付く可能性は小さい。しかし, 今後の省力化の進行によって kW/manが上昇すれば, この状況は大きく異なってくる。そこで, 各パラメータの将来値について以下のような想定を行なう。

まず, 省力化の進行の形態を表わす方法であるが, ここでは第i工程のG値の成長率 (Specific Growth Rate) が一定の値であると仮定する。すなわち, 成長にかかわる時間成分を  $t_g$  として,

$$\lambda_g = (dG_i/dt_g)/G_i \quad (5.17)$$

ここで,  $\lambda_g$ :  $G_i$ の成長率。

これより,

$$G_i(t_g) = G_{is} \exp(\lambda_g t_g) \quad (5.18)$$

ここでは簡単のため(5.18)式が各工程に一樣にあてはまるものとする。すなわち,

$$G_i(t_g) = G_s \exp(\lambda_g t_g) \quad (5.19)$$

このG値の上昇傾向はわが国では各産業で認められる傾向であり, 図5.4は1965年から22年間にわたる紙・パルプ, 繊維, および電気機械器具製造業の3つの産業でのG値の推移の例を示す。 $\lambda_g$ はこれらのデータから推定できる。

また, <5.2.3>に示したように, 各工程の所要電力需要  $D_i$  は自動化が進展しても変化が生じないと仮定する。更に, オフピーク時間帯の賃金  $w_o$  は

$$w_o(t_g) = w_{os} \exp(\lambda_w t_g) \quad (5.20)$$

また, 均一料金の単価は

$$R(t_g) = R_s \exp(\lambda_R t_g) \quad (5.21)$$

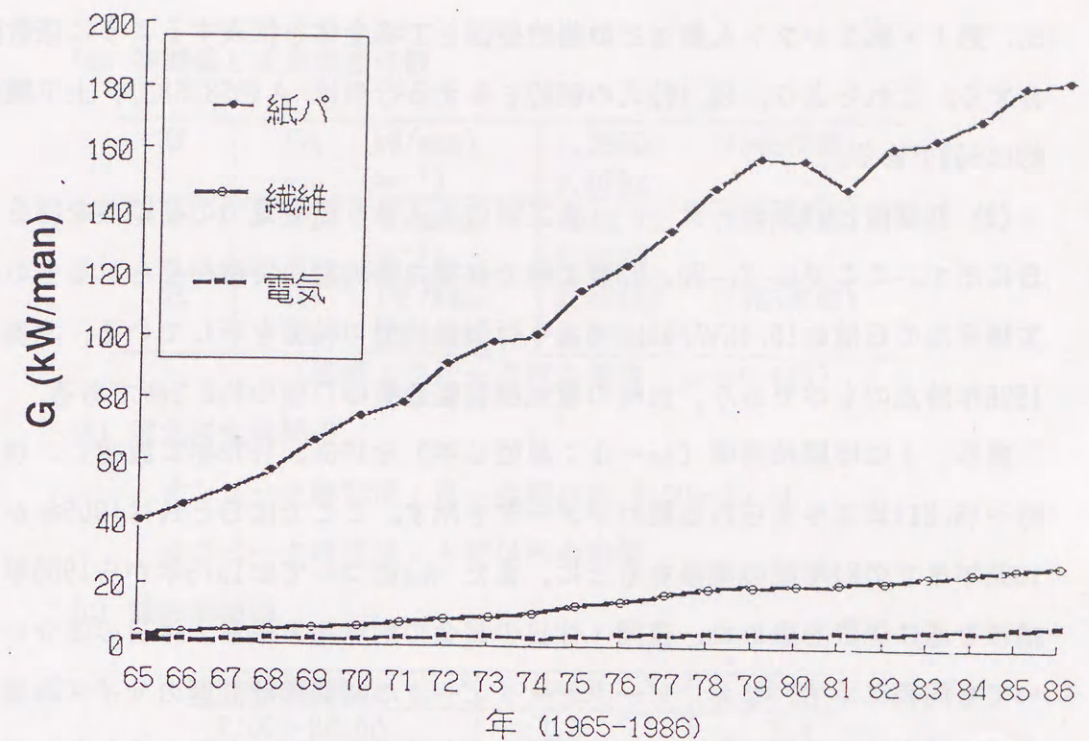


図5.4 1人当り需要電力の年推移

と仮定する。ここで  $\lambda_w$  と  $\lambda_R$  はそれぞれオフピーク時間帯の賃金と均一料金の単価の成長率を示す。前者は現金給与総額<sup>(9)</sup>, 従業員数<sup>(9)</sup>, 月間労働時間数<sup>(10)</sup>の推移より指数曲線近似して求める。また, 後者は大口電力の総合単価<sup>(8)</sup>の推移を基に決定する。

## 5.4 試算例

## &lt;5.4.1&gt; 操業計画の設定

前章のモデルを, 以下では特定の軽電機製造工程に適用する。ただし, 多品種小量生産工程 (工場の年間使用電力量70 GWh/年) と, 少品種多量生産工程 (同60 GWh/年) の2例を調査したが, 本章では前者について記す。なお, 工程系統は図5.3に示したものを考える。

(1) 制約行列のサイズ 本例では, 100種類以上の製品の生産計画を2



表5. 1 試算で用いた諸パラメータ

## (a) 初期値と成長速度係数

G	$G_s$ (kW/man)	1.39906	(1965年値)
	$\lambda_G$ (年 <sup>-1</sup> )	0.0782	
$w_o$	$w_{os}$ (¥/manh)	1042.73	(1975年値)
	$\lambda_w$ (年 <sup>-1</sup> )	0.0490	
R	$R_s$ (¥/kWh)	2.57642	(1965年値)
	$\lambda_R$ (年 <sup>-1</sup> )	0.0994	

(初期オフピーク電力量率:  $\mu = 0.416$ )

## (b) 電気料金時間帯

オンピーク時間帯: 月～金曜日の 8:00～20:00

オフピーク時間帯: 上記以外の時間

## (c) 賃金割増率

時間帯区分	平日	休日
8:00～20:00	1.0	1.4
20:00～8:00	1.5	1.9

平日: 日曜日の20:00～金曜日の17:00

休日: 金曜日の20:00～日曜日の17:00

$w_o$ ,  $R$ の1985年までの実際値, および15年後(2000年)までの推定値をそれぞれ記す。なお予測期間を15年と短くする理由はG値は生産工程の飛躍的發展や技術的限界,  $w_o$ はライフスタイルの変化,  $R$ は社会的, 政治的要因からそれぞれの成長率が大きく変わる可能性があるためである。

種類の製品に集約し, のべ人数, 需要電力量, オンピーク・オフピーク電力量比, 第1・第2シフト人員などの集約要因を工場全体を代表するように係数配分する。これらより, (5.16)式の制約を与える行列は  $A(558, 583)$ , 上下制限約は569である。

(2) 初期値とパラメータ 各工程の1人当り需要電力の初期値を図5. 5に示す。ここでは2, 20, 23番工程では電力集約型の特徴が見られるものの, 工程平均のG値は16.4kW/manであり労働集約型の特徴を示している。本例は1986年時点のものであり, 当時の電気機器製造業のG値の約2.2倍である。

表5. 1には開始基準( $t_0 = 1$ :単位は年)を1965, 1975年に設定し, (5.19)～(5.21)式で与えられる諸パラメータを示す。ここではGとRは1965年から1985年までの21年間の推移をもとに, また $w_o$ については1975年から1985年の推移を基に係数を求めた。夜間・休日の賃金の割増率と平日・休日の区分についても同表に示す。なお, ピークとオフピークの時間帯は問題のサイズの増大を抑えるために2価格帯とする。時間帯区分は現行のものとは一致しないが, マクロモデルとしての機能は満たしている。また, 図5. 6(a)～(c)にはG,

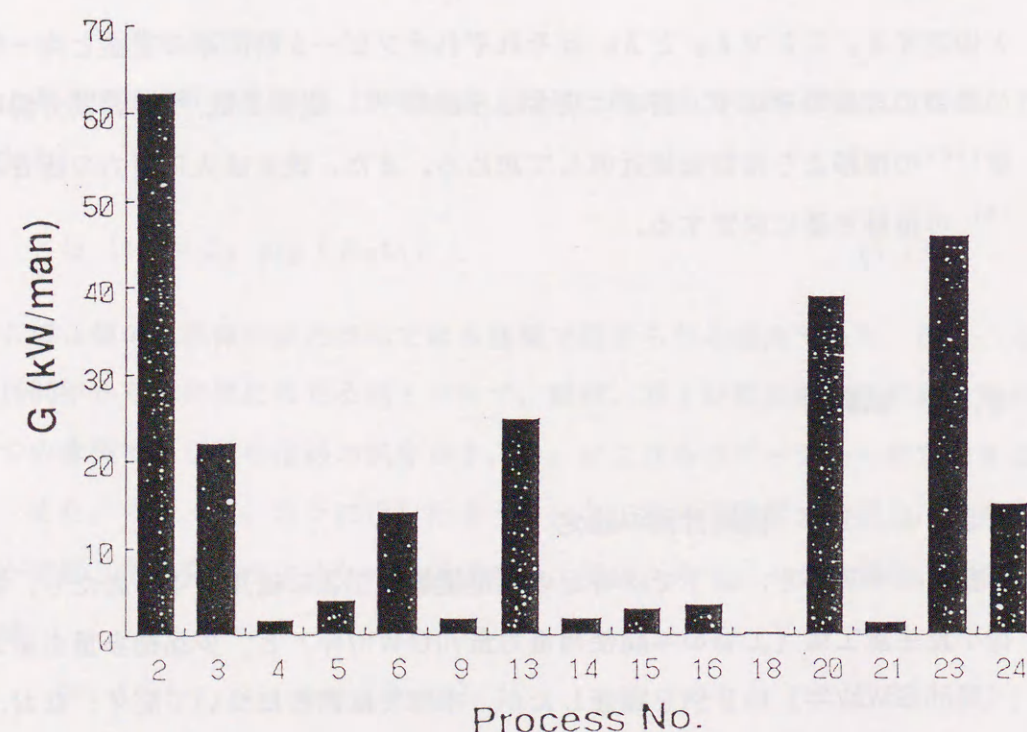


図5. 5 特定の工程の1人当り需要電力の初期値



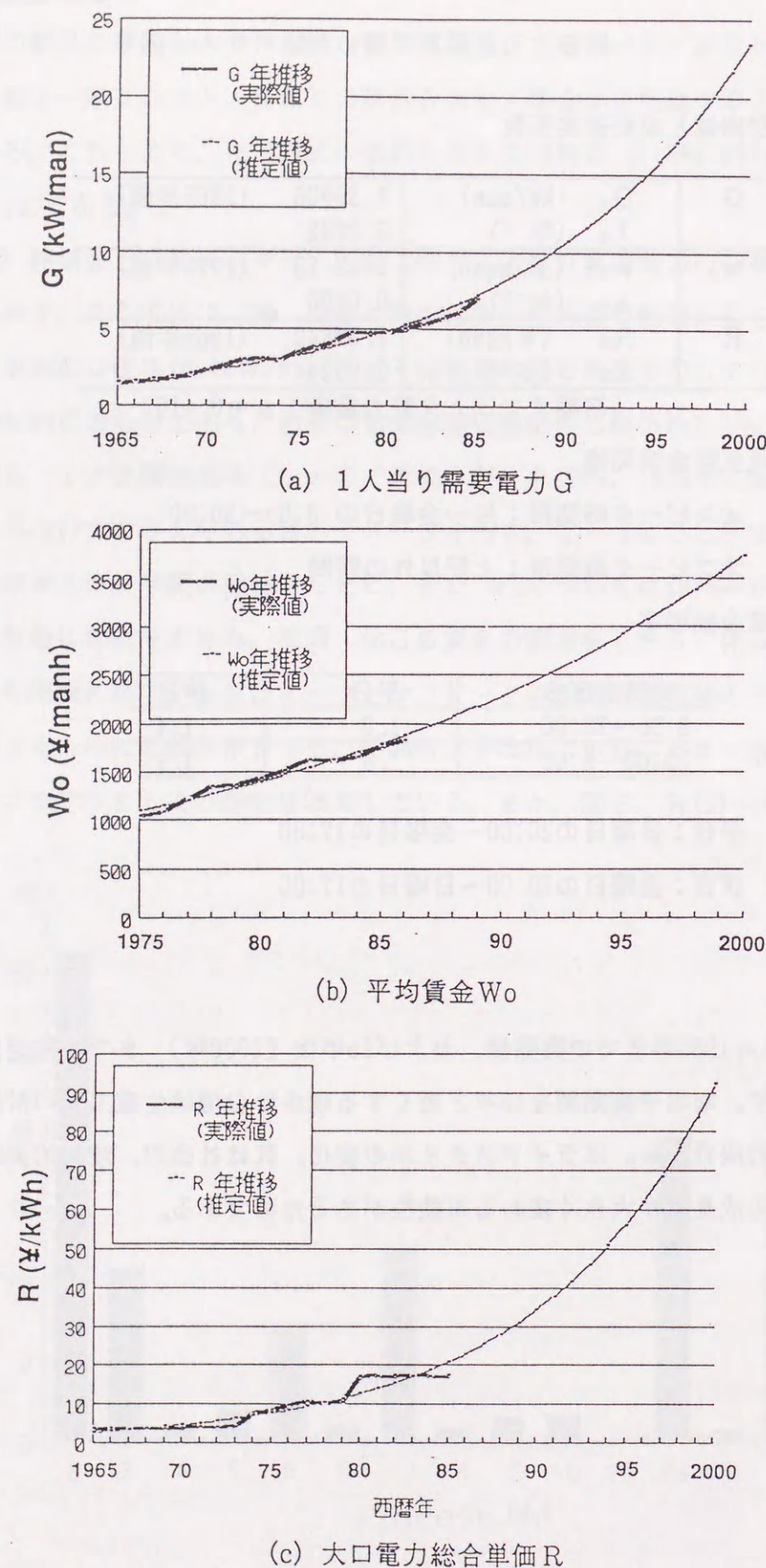


図5.6 電気機械器具製造業における電力経済指標の推移

## &lt;5.4.2&gt; 試算結果

(1) 総コストと料金比 LPの結果として与えられる総コストと料金比  $r$  (5.7式) との関係を図5.7に示す。現状では季時別料金制度を導入して料金比が1から10に変化しても総コストは約2.6%低下するだけでほとんど効果は見られず、料金比弾力性は小さい。一方、1995年予測値(10年後)においては料金比が2~4以上で総コストが反応し始めている。ここでは労賃の増加にもかかわらず自動化の進展に伴う1人当り需要電力の増加が支配的になり、労働原単位が減少しこれが総コストの低下に寄与することになる。すなわち本例で示すような軽電機産業の例では、1985、1990年算定値は季時別料金制度の効果はさほど期待できないが、1995年以降では無視できない効果が生じ始めている。

(2) オフピーク電力量率と料金比 一方、LPの解からオフピーク電力量率  $\mu$  (5.10式) を算定したものを、(1)項と同様に料金比との関係で図5.8に示す。

同図において、LP問題の解として得られる  $\mu$  の初期値 ( $r=1$  の場合：均一料金制度) は約44%である。ただし、実測のオフピーク電力量率は、本例では41.6%(表5.1)である。ここで前述の44%との差である2.4%はLP計算で最適化された結果生じたものであり、現状でも最適化の余地のあることが示されている。また、1985年算定値でも料金比が2以上において  $\mu$  が徐々に増加し始めている。この点では前節で述べた総コストへの反応よりも弾力値が大きい。また1995年以降においては料金比が2以上で操業の全てがほぼオフピーク時間帯に移行し、需要調整が相当進展する状態を示している。

本章で述べた事例研究では、本制度を近い将来、的確に用いるならば、総コストに比較してオフピーク電力量率の弾力性が大きいこと、供給側の系統負荷率向上対策としての効果が期待できること、併せて需要家側にもメリットがもたらされることの2点が判明した。



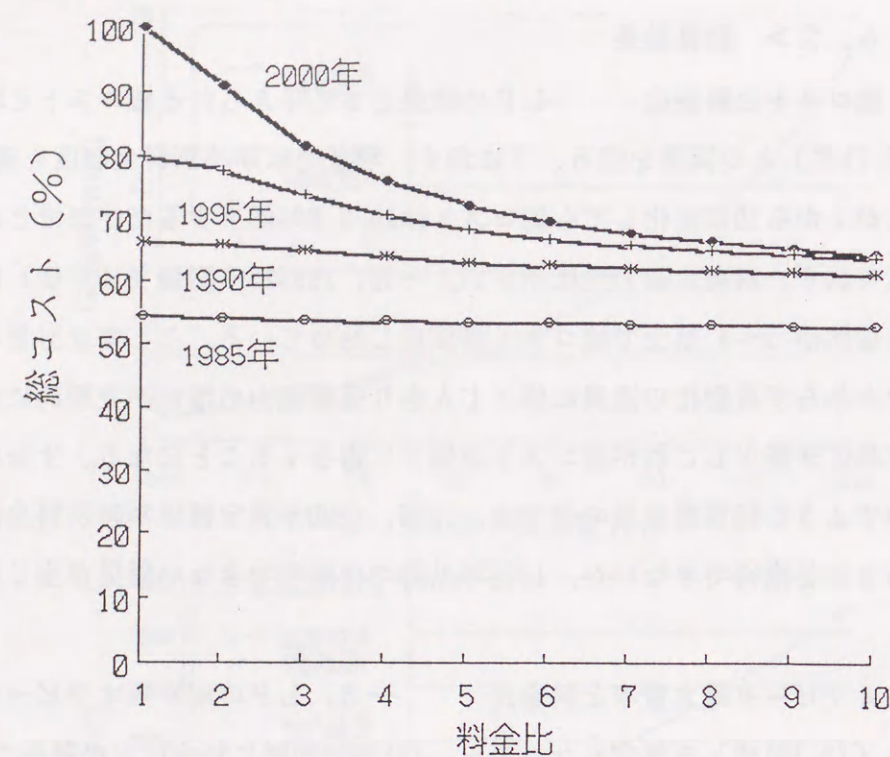


図5.7 総コストと料金比

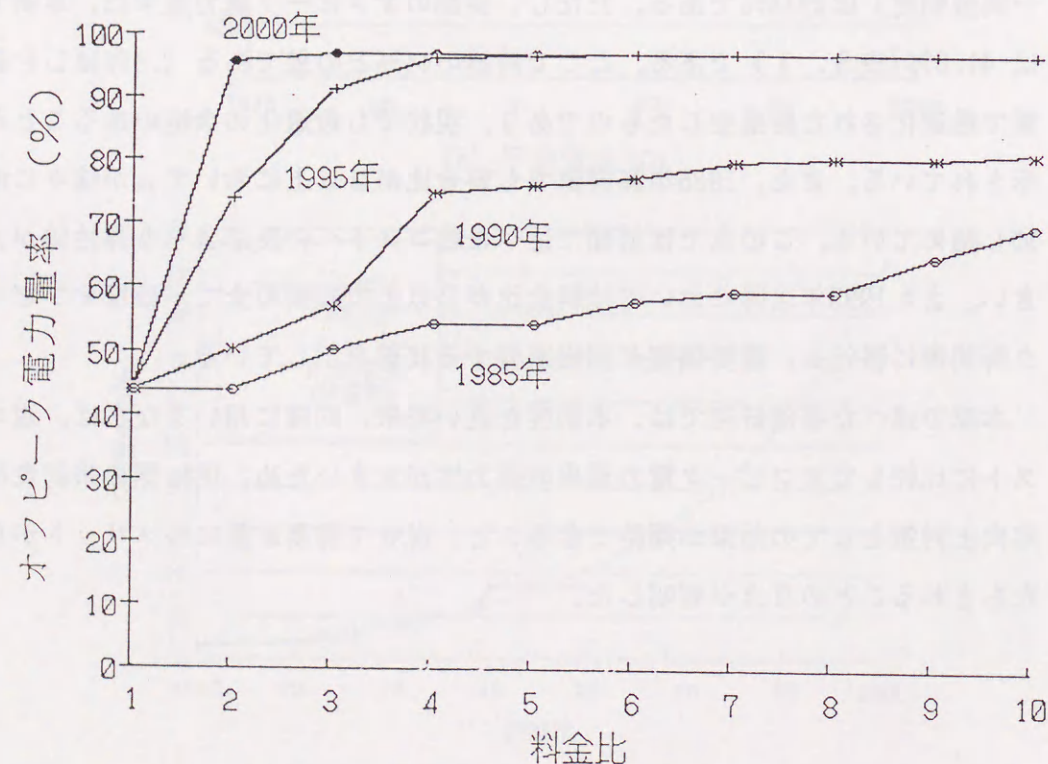


図5.8 オフピーク電力量率と料金比

## 5.5 まとめ

本章では、第1に1人当り需要電力およびブレークイーブンkW/man の概念に基づき、わが国の各産業別の統計値から料金差の概数をマクロ的に試算し、主要鉱工業の電力需要の形は電力集約型および労働集約型の2つに大別できることを示した。

第2に同様の概念を、電気機器製造業に属する特定の軽電機産業の一需要家の製造工程を例にとり分析を試みた。具体的には過去20年における1人当り需要電力、平均賃金、大口電力総合単価の成長率がそのまま保たれるという仮定のもとで、総コスト最少化に関するLP問題を解いた。結果として以下の2点が明らかになった。

- (1) 需要家における総コストの低減という面では、約10年(1995年)以降で料金比が2~4以上で導入効果が著しく現れ始め、需要家にもメリットがもたらされること。
- (2) オフピーク電力量率は近い将来は勿論のこと、現状(1995年算定値)においても料金比の増加に著しく反応し、供給側の負荷率の向上対策として、季時別料金の効果が期待できること。

以上は、ある特定の軽電機産業へ当てはめた場合の成果である。しかしながら、省力化の進展を記述する主要なパラメータはマクロ的に定めたものであり、これらの結果は一般機械製造業における季時別料金制導入の可能性に大きな示唆を与えるものと言えよう。



- (1) 資源エネルギー庁：電力需給の概要（昭和52～62）。
- (2) EPRI：Commercial and Industrial Response to Time-of-Use Rates: Methodology and Case Studies, EA-4206, 1985.
- (3) 山岡・茅：「時間帯別料金制に対する産業用電力需要調整モデルー我が国の鉄鋼業についてー」, 電気学会論文誌B, 109巻1号, pp. 17-24 (1989).
- (4) 浅野・佐賀井・山地・長嶋・長沼：「季時別料金制下における産業用需要家の電力需要調整」, エネルギー・資源研究会第5回エネルギーシステム・経済コンファレンス, 講演論文集, pp. 75-80 (1988).
- (5) 土屋・林・茅：「生産計画への季時別電気料金制度導入と自動化」, 昭和63年電気学会全国大会, No. 967, pp. 1243-1244 (1988).
- (6) 土屋・林・茅：「軽電機産業への季時別料金制度導入シミュレーション」, エネルギー資源研究会第7回研究発表会講演論文集, pp. 63-68, (1988).
- (7) 土屋・茅：「我国の産業電力需要への季時別料金制度の導入可能性」, 昭和63年電気関係学会東北支部連合大会, 2E25, p. 198 (1988).
- (8) 電気事業連合会：電気事業便覧（昭40-62）。
- (9) 通商産業省：工業統計表・産業編（昭40-62）。
- (10) 労働省：労働統計要覧（昭40-61）。
- (11) Adam Kahane, Ray Squitieri: "Electric Use in Manufacturing(翻訳)", エネルギー経済, 第13巻, 第9号, pp. 25-51(1987).
- (12) 熊倉：「フランスの電気料金ー最近の料金制度改定を中心としてー」, 電中研調査報告, No. 585001 (昭60)。
- (13) 土屋・林・茅：「産業電力需要への季時別料金制度の適用」, 電気学会電力技術研究会資料, PE-88-52, pp. 141-150 (1988).

## 第6章 変動基本料金制度下での負荷平準化

## 1. まえがき

自然条件の影響を強く受け、電力需要のピークとオフピークが年単位のスケールで周期的に大きく変動し、かつ人為的な需要制御が現在の技術レベルではさほど期待できない低負荷率型の負荷として、農事用電力、漁業冷凍用電力、砕石業等の電力需要があげられる。このような負荷では現行の料金制度に従うと、ピーク期では問題にならなくてもオフピーク期では基本料金が電力量料金を上回り、電気料金が需要の実態から相当かけ離れることが考えられる。このため一部の需要家の間からは現行の料金制度改善の要望がでている。具体的には、実質的に年間契約になっている現行の基本料金の考え方を改めて、電力量料金と同様に基本料金も毎月の最大需要電力の実績に比例するという、より実態に即した柔軟な料金体系が求められている。即ち、毎月の電力量料金および基本料金を文字どおり完全実量制にするという提案である。

ところで基本料金と従量料金から成る料金体系は、電気料金に限らずガス・電話・水道等の公共料金でも一般化し定着した観があり、基本料金の柔軟性に関する議論は今日ではなされることは殆どない。

一方、電気事業側にとっては上述の料金の問題は電力施設および需給の問題とも深い関係のあることはいままでもない。ことに近年の電力需要の急速な伸びに伴う系統設備の強化と、電力系統の負荷率の低下という2つの課題を解決することは重要事項でもある。このため負荷平準化の対策として、例えば需給調整契約または季節別時間帯別料金制度（以下では季時別料金制度）が実施されている。これらの制度は需給双方のメリットを引き出すことが可能であるため<sup>(1)(2)</sup>, 料金メニューの多様化が果たす役割が期待される。

このため第6章では、電力量料金と基本料金をともに実量制とする新たな料金体系である「変動基本料金制度」を提案する。もちろん本制度の適用範囲は一部特定の低負荷率操業を余儀なくされている需要家に限られるが、運用次第



では料金問題の要望を満たしつつ、負荷率の向上を徐々に図ることが可能である。

なお、季時別料金制度は電子式電力量計<sup>(3)</sup>の持つ付加機能（電力量、最大需要電力の計測、各種の表示、計算機能など）の充実があって本格導入が開始された。本論文で述べる変動基本料金制度も同電力量計の使用を前提にしている。また本料金制度は、欧米で進展しつつある「実時間料金制度」<sup>(4)</sup>と、わが国の現行料金制度の中間に位置づけできる。

## 6.2 変動基本料金制度

### <6.2.1> 問題設定

需要家の立場では、電気料金の支払いは極力少なくしたいという希望があり、供給側では現在の系統の低負荷率状態を改善し、供給設備の利用率を上げたいという要求がある。これら両者の要求を同時に具現する方法が問題である。この解決策として、これまで経済的な側面から需要調整を行なう季時別料金制度、または需給調整契約が実施されている。ところが負荷率の向上のために季時別料金制度が殆ど効果を示さない需要家についての対策は、今のところ考えられていない。

本章では低負荷率状態を余儀なくされた需要家の例として、特定の水産加工業における冷凍需要電力を考える。この分野では自然条件の影響を強く受け、電力需要のピークとオフピークが年単位のスケールではほぼ同一形態の負荷パターンを繰り返す反面、人為的な需要制御がさほど期待できないという特質がある。

電力系統の負荷平準化に貢献しつつ、需要家の要望に応える料金制度の策定はどのように設定すべきであろうか。この場合、問題は単純に電力量料金だけを操作する料金制度では解決しない。このため毎月の基本料金が増加することを認める料金制度に枠を広げる。この制度を「変動基本料金制度」と名付ける。この制度のもとでは、需要家の電力コスト意識は現状より高くなり、結果として需要家の反応に変化が生じることが期待できる。以下では変動基本料金制度下での検討を行なう。

### <6.2.2> 定式化

(1) 変動基本料金単価 まず、現行の基本料金制と変動基本料金制での基本料金制の1年間の総和はともに等しいものとする。

$$12 \cdot R_o \cdot K_{\max} = R_e \sum_{i=1}^{12} K_i \quad (6.1)$$

左辺は現行の均一料金方式による年間の基本料金の総和、右辺は変動基本料金制度下での基本料金の総和である。両者を等号で結ぶことにより供給側の収入中立条件が満たされる。ここで

$R_o$  : 現行基本料金（固定制）単価（¥/kW/month）

$R_e$  : 変動基本料金単価（¥/kW/month）

$K_i$  : 該当年の  $i$  月最大需要電力 (kW)

$K_{\max}$  : 該当年の月最大需要電力 (kW),  $K_{\max} = \text{Max. } \{K_i\}$

$i$  : 月 (1, 2, ..., 12)。

(1)式より、変動基本料金単価  $R_e$  が定まる。

$$R_e = R_o \left( 12 K_{\max} / \sum_{i=1}^{12} K_i \right) = R_o \nu \quad (6.2)$$

ここで  $\nu$  は最大需要比 (Maximum Demand Ratio:  $1 \leq \nu \leq 12$ ) である。図6.1(a)には  $\nu=1$  の最高電力原単位の状態、すなわち毎月の電力需要のピークが等しい場合を示す。同図(b)にはひと月だけが  $K_{\max}$  となり、他の月は需要が全く無い場合であり、 $\nu=12$  の最低電力原単位の状態を示す。同図(a)と(b)は電力需要の形態の両極端な例であり、現実には ( $1 < \nu < 12$ ) となる。これより変動基本料金単価  $R_e$  は現行の基本料金単価  $R_o$  を常に上回る。なお、電力原単位  $H$  は、 $i$  月に消費する電力量  $D_i$  の年平均値  $D$  を、その年の  $K_{\max}$  で割った値で定義される。単位は (kWh/kW) である。

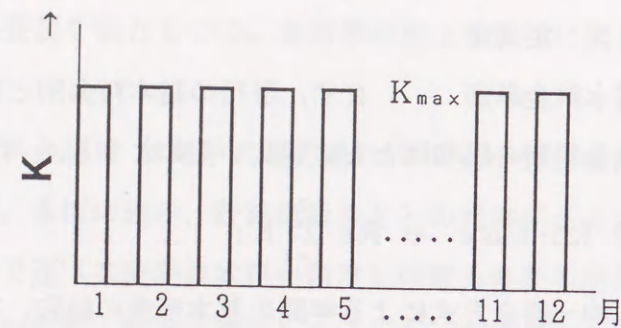
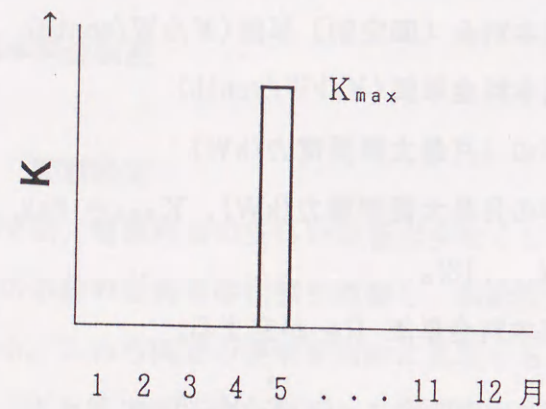
$$H = \frac{D}{K_{\max}} \quad (6.3)$$

(2) 電力原単位と変動基本料金単価 契約電力と年最大需要電力との間には次の関係がある。

$$\text{契約最大電力} \geq \text{最大需要電力} \quad (6.4)$$

等号は需要家が例えば需要制御装置を導入し、最大需要電力の上限を管理する場合に成立する。ここでは



(a)  $\nu = 1$  ( $K_i = K_{\max}$ の場合)(b)  $\nu = 12$  (例えば5月のみが $K_{\max}$ の場合)図6.1  $K_{\max}$ と $\nu$ の関係

契約最大電力 = 最大需要電力  
を仮定する。

現行制度下での電力原単位 $H$ は(6.3)式より

$$H = \frac{\sum_{i=1}^{12} D_i / 12}{K_{\max}} \quad (6.5)$$

$$= \frac{\sum_{i=1}^{12} D_i}{\sum_{i=1}^{12} K_i} \cdot \frac{1}{\nu} \quad (6.5')$$

(6.5')式を(6.2)式へ代入すると $Re$ は

$$Re = Ro\nu = Ro \frac{\sum_{i=1}^{12} D_i}{\sum_{i=1}^{12} K_i} \cdot \frac{1}{H} \\ = Ro \cdot Hf / H \quad (6.6)$$

ここで $Hf$ は変動料金制度下での電力原単位であり、次式で与える。

$$Hf = \frac{\sum_{i=1}^{12} D_i}{\sum_{i=1}^{12} K_i} \quad (6.7)$$

(6.6)式より、

$$(Re / Ro) = (Hf / H) \quad (6.8)$$

ただし $H$ には契約制度上の限界があり、その最高電力原単位 $H_{\max}$ と最低電力原単位 $H_{\min}$ は図6.1に従い、730h/月としてそれぞれ

$$H_{\max} = 730(\text{kWh/kW}), \quad H_{\min} = 61(\text{kWh/kW})$$

で与えられる。実際には730(kWh/kW)を越えたり、61(kWh/kW)を下回ることもありえるが、前者は契約違反、後者は休業状態が考えられる。

### 6.3 変動基本料金制度の導入の効果

変動基本料金制度のもとでは $Re$ が高いほど、基本料金に対する需要家の意識が高まり、ピーク需要の低減の努力がなされる。結果として、負荷調整によって $K_i$ の低減が可能であれば、大きな節約効果が期待できる。図6.2は(6.8)式の様子を示したもので、 $Ro$ を定数と置き、 $Hf$ をパラメータとしたときの、 $Re$ と $H$ の関係を示す。 $H$ の低い需要家ほど $Re$ が高いことがわかる。

一方、電気事業側からの立場では、 $H$ と $Hf$ はともに増加傾向にあることが望まれる。 $H$ の増加については1年を通じての最大需要電力を低減させるか、または最大需要を保ったまま総需要を増加させる方法が考えられる。他方 $Hf$ の増加については、毎月の最大需要電力を低減させるか、または年間の総需要を増加させるとよい。このように両制度では原単位を高める対応の仕方に違いが見られる。しかし、ロードマネジメントの方策としてのピーク需要の抑制(



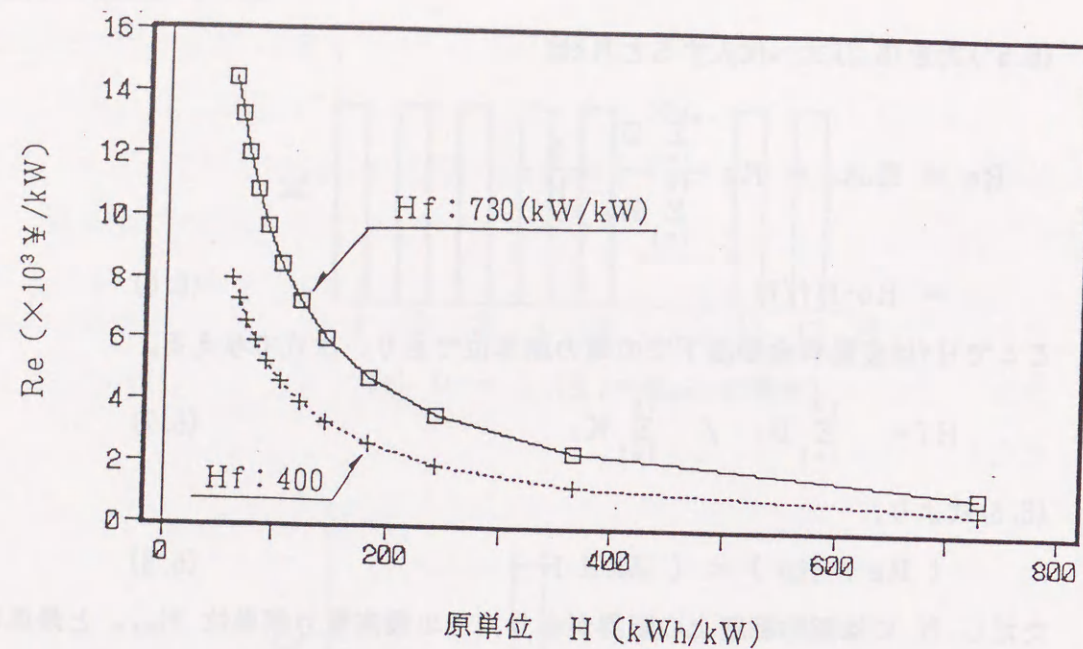


図6.2 変動基本料金単価 $R_e$ と原単位 $H$   
 $R_o=1,200$  (¥/kW) の場合

Peak Clipping) とオフピーク期の谷間需要の創生 (Valley Filling) <sup>(5)</sup> ということでは、基本的な違いは無い。

### <6.3.1> 最大需要電力の変化と節約率の変化

(1) 最大需要変動モデル 変動基本料金制度に従った場合の操作上の得失を明確にするため、ここでは図6.3に示すようなオンピークとオフピークの2期で構成された年間最大需要電力変動の単純な問題を考える。

ここで以下の仮定をおく。1年のうち1ヶ月がオンピーク期で、そのピーク需要電力を $A$ で表わし、そのほかの11ヶ月はオフピーク期(すなわちベース需要電力)とし、これは各月とも平坦な値 $B$ をとるものとする。ここで $j-1$ 年から $j$ 年に移行する場合、オンピーク期の最大需要電力の増分 $\Delta A_j$ と、オフピーク期の最大需要電力の増分 $\Delta B_j$ が

$$\Delta A_j = (A_j - A_{j-1}), \Delta B_j = (B_j - B_{j-1}) \quad (6.9)$$

で与えられるものとする。

$\Delta A_j$ と $\Delta B_j$ の増分が需要家側と供給側から見たメリットに与える影響を分類したものを、表6.1に示す。ここで、○は効果有り、●は効果無し、△は

## 第6章 変動基本料金

ケースバイケース、□は変化無しを表わす。ここでは需給双方にとってメリットが明解な形ででてくる「 $\Delta A_j(-)$ と $\Delta B_j(0)$ のケース(○印)」に問題をしぼり、余剰率と原単位の相互の関係を検討する。なお、需給双方のメリットとは、需要家では変動基本料金制度を導入することによって得られるメリットであり、電気事業者のそれは電力原単位の向上である。

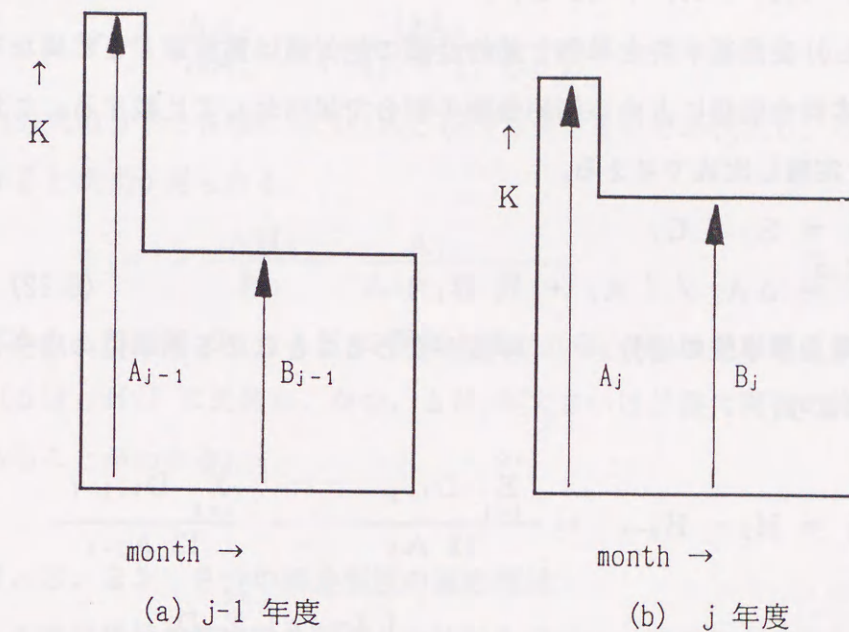


図6.3 年間レベルでの最大需要電力変動のモデル図

表6.1 需要家側と供給側から見たメリット

		増分 $\Delta A_j$		
		+	0	-
増分 $\Delta B_j$	+	△	△	△
	0	●	□	○
	-	△	●	△



(2) 節約率 まず  $j$  年にこの需要家にとってメリットとなる節約金額  $S_j$  を計算する。これはピーク需要の減分  $\Delta A_j$  にその時点の変動基本料金単価を乗じることで算定できる。ここで  $\Delta A_j$  は負であるから、 $S_j$  もまた負になり、需要家にメリットが生じる。

$$S_j = Re_j \Delta A_j \quad (6.10)$$

一方、一年間の基本料金の総額  $C_j$  は

$$C_j = Re_j (A_j + 11 B_j) \quad (6.11)$$

ただし、変動基本料金単価と節約金額の絶対値は需要家ごとに異なるため、年間基本料金総額に占める節約金額の割合で規格化して比較する。これを節約率  $\Psi_j$  と定義し次式で与える。

$$\begin{aligned} \Psi_j &= S_j / C_j \\ &= \Delta A_j / (A_j + 11 B_j) \end{aligned} \quad (6.12)$$

(3) 電力原単位の増分 年度が変わることによる原単位の増分  $\Delta H_j$  は (6.5) 式より、

$$\begin{aligned} \Delta H_j &= H_j - H_{j-1} = \frac{\sum_{i=1}^{12} D_{i,j}}{12 A_j} - \frac{\sum_{i=1}^{12} D_{i,j-1}}{12 A_{j-1}} \\ &\doteq \frac{1}{12} \cdot \frac{(1-\rho) \sum_{i=1}^{12} D_{i,j}}{A_j} \end{aligned} \quad (6.13)$$

ここで

$$\rho = (A_j / A_{j-1}) < 1 \quad (6.14)$$

$$\sum_{i=1}^{12} D_{i,j} \doteq \sum_{i=1}^{12} D_{i,j-1} \quad (6.15)$$

と仮定する。なお、(6.14) 式の  $\rho < 1$  は  $\Delta A_j (-)$  の仮定に基づく。(6.15) 式は実操業でデマンド制御等を行ない、年間総電力量を大きく変化させないという意味である。

このように  $\Delta A_j (-)$  と  $\Delta B_j (0)$  のケースでは  $\Delta H_j$  は正になり、電気事業者にメリットがもたらされる。

(4) 節約率と電力原単位の増分 これまで述べたように需給双方のメリットという観点からは、需要家側では節約率  $\Psi_j$  が高いこと、また供給側では

$\Delta H_j$  は正でなければならない。本項ではこれら両者の関係を明らかにする。

まず、(6.5) 式の  $K_{max}$  を  $A_j$  に置き換える。

$$12 A_j = \sum_{i=1}^{12} D_{i,j} / H_j \quad (6.16)$$

一方、(6.9) 式と (6.14) 式より次式を得る。

$$\Delta A_j = - (1 - \rho) A_{j-1} \quad (6.17)$$

節約率  $\Psi_j$  は (6.12) 式を変形する。

$$\Psi_j = \frac{\Delta A_j}{12 A_j} \cdot \frac{12 A_j}{(A_j + 11 B_j)} \quad (6.18)$$

(6.18) 式の分子の各項に (6.16) 式と (6.17) 式をそれぞれ代入し、(6.13) 式で整理すると次式が得られる。

$$\Psi_j = - \frac{\Delta H_j}{H_j} \cdot \frac{A_{j-1}}{A_j + 11 B_j} \quad (6.20)$$

本式から、節約率  $\Psi_j$  と  $\Delta H_j$  の関係が導かれる。 $\Psi_j$  は電力原単位の相対増加率 ( $\Delta H_j / H_j$ ) に比例し、かつ、 $\Delta H_j$  が大きいほど最大需要の抑制に効果的であることがわかる。

### < 6.3.2 > 2つの料金制度の適応領域

ここでは現行の基本料金制度との比較を行ない、原単位の高低をもとに両制度の適応領域をさぐる。

(1) ピーク期電力需要抑制への対応  $Re > Ro$  の関係より、ピーク期での基本料金は現行の制度に比較して高い。電力コストの節約では、ピーク期の最大需要電力抑制が効果的である。具体的な需要抑制技術としては、冷凍業界では自家発、CGS、負荷分配装置等の電力技術の導入、一方では断熱材の改良・冷凍機の性能向上などの冷凍・冷蔵技術の進歩が考えられる。

さらに最大需要電力の抑制が年々続く場合は、負荷の平準化がより一層進展するため、(6.2) 式に従い  $Re$  と  $Ro$  の格差が縮まり、(6.10) 式で与えられる節約金額は減少する。また、負荷平準化のゆえに  $\Delta A_j$  は減少し、結果として (6.12) 式で与えられる節約率も逓減する。これは (6.20) 式より  $\Psi_j$  と  $H_j$  が反比例の関係にあることから説明できる。すなわち  $H_j$  が増加するに従い、変動基



本料金制度の効用は低下する。

(2) オフピーク期の需要開拓のケース 図6.3(b)に示したようにオフピーク期の谷間需要の創生は、(6.2)式の  $\Sigma K_i$  の増加につながる。このため変動料金制度を採用すると、基本料金の支出が増加する。結果としてピーク期需要抑制のケースで生じる節約分が相殺される。このため、ある程度負荷の平準化が達成された時点では、変動基本料金制から現行の制度に移行することが望ましい。

(3) 2つの料金制度の適応領域のイメージ 以上の2ケースをまとめると、原単位が低い状況下では変動基本料金制度を採用した上でピーク需要の抑制を積極的に進め、逆に原単位がある程度以上になったら現行の基本料金制度に基づきピーク期需要抑制とオフピーク期の谷間需要開拓を行なう。このような2種類の基本料金制度の共存により、需要側と供給側の双方に対して好ましい状況が作り出される。表6.2はこれら2つの制度の適応領域の様子である。

表6.2 変動基本料金制度と現行制度の適応領域

対策	ピーク期需要の抑制	ピーク期需要の抑制 オフピーク期の谷間需要開拓
制度	変動基本料金制度	現行基本料金制度
電力 原単位 H	低	高

#### 6.4 数値例

変動基本料金制を具体的に検討する。対象とする負荷は、水産業分野で釧路港について第2位（昭和62年）の水揚げ高を記録する、八戸港の漁業冷凍・冷蔵業界の電力需要である。

##### <6.4.1> 産業別電力原単位

まずはじめに日本の主要産業の電力原単位を図6.4に示す。本図では鉱業、石炭産業の原単位が著しく低く 250(kWh/kW)以下、またセメント・鉄鋼・アルミ産業なども 300(kWh/kW)以下であることがわかる。逆に、その他の産業はここに示す産業の平均値 320(kWh/kW)を越えている。なお、この平均値は<6.2.2>で示した最高電力原単位  $H_{max}$  の半分にも満たない。

##### <6.4.2> 八戸港の漁業冷凍・冷蔵業界の電力原単位

八戸地区の冷凍冷蔵加工業界の電力需要の概況をまず説明する。電力需要量は青森県の一年間の全消費電力量のおおよそ2%であり、また水揚げ金額のおおよそ2%は電気料金となっている。

日本全体を見渡すとき、水産加工業の中の冷凍加工業の電力原単位は、地方別の統計値で、全国平均では高圧甲で 454 (kWh/kW)、高圧乙で 348 (kWh/kW)と比較的良好な値が得られている。しかし、北海道、東北地区の原単位はかなり低い。ことに八戸地区は沖縄地区の約半分である（図6.5）。図6.6は、八戸地区で高圧甲で契約を行なっている74の冷凍工場の電力原単位の具体的な数値である。ただし本データは関連会社の9割程度であるが、全国の平均値を著しく下回っていることがわかる。

以上のことは産地型冷凍の特質によるところが大であり、関東以西の消費地型冷凍加工の電力需要パターンとは大幅に異なり、操業上の問題点として指摘されている。



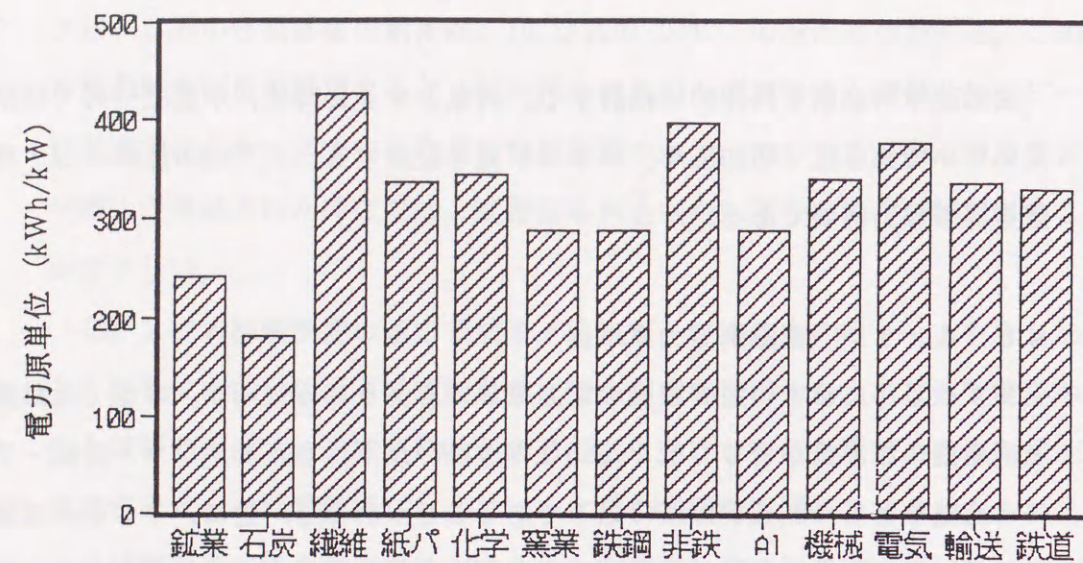


図6.4 日本の主要産業の電力原単位 (昭和62年度) (6)

平均値: 320 (kWh/kW)

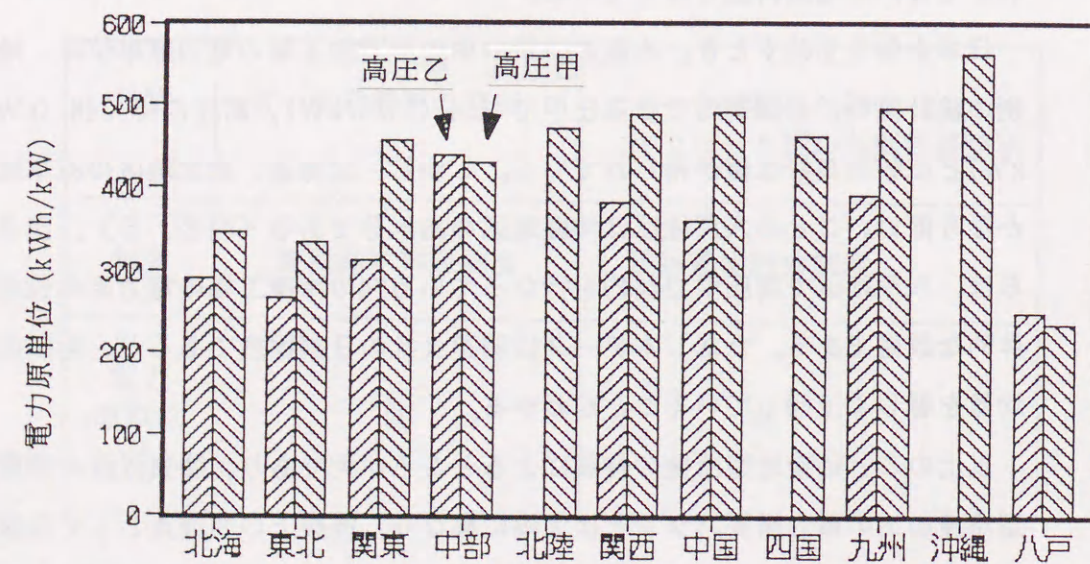


図6.5 日本の水産加工業界の電力原単位 (昭和62年度) (7)

(高圧甲と高圧乙)

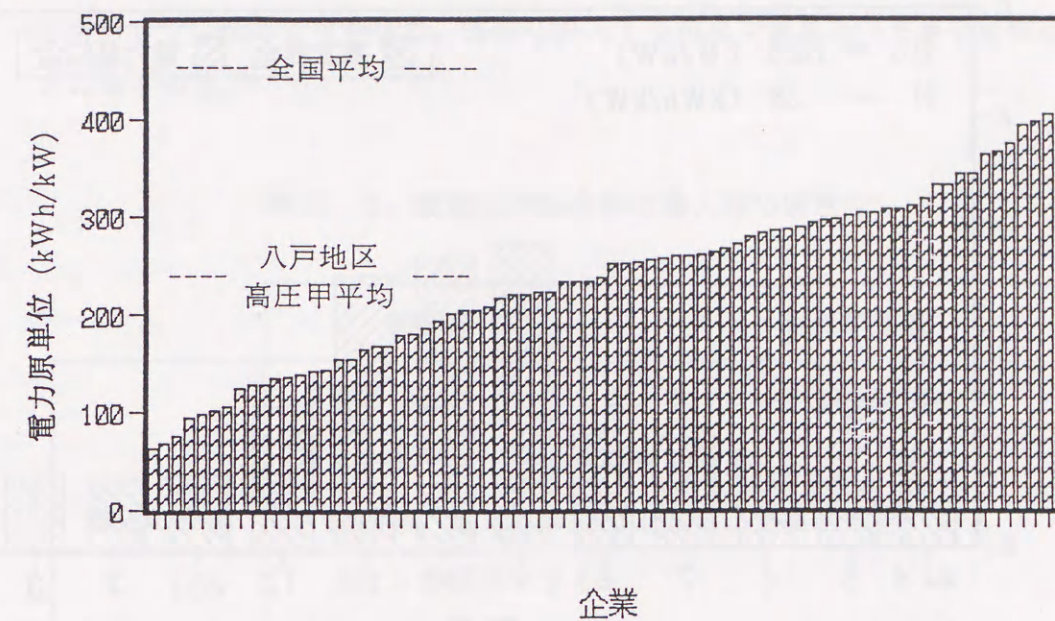


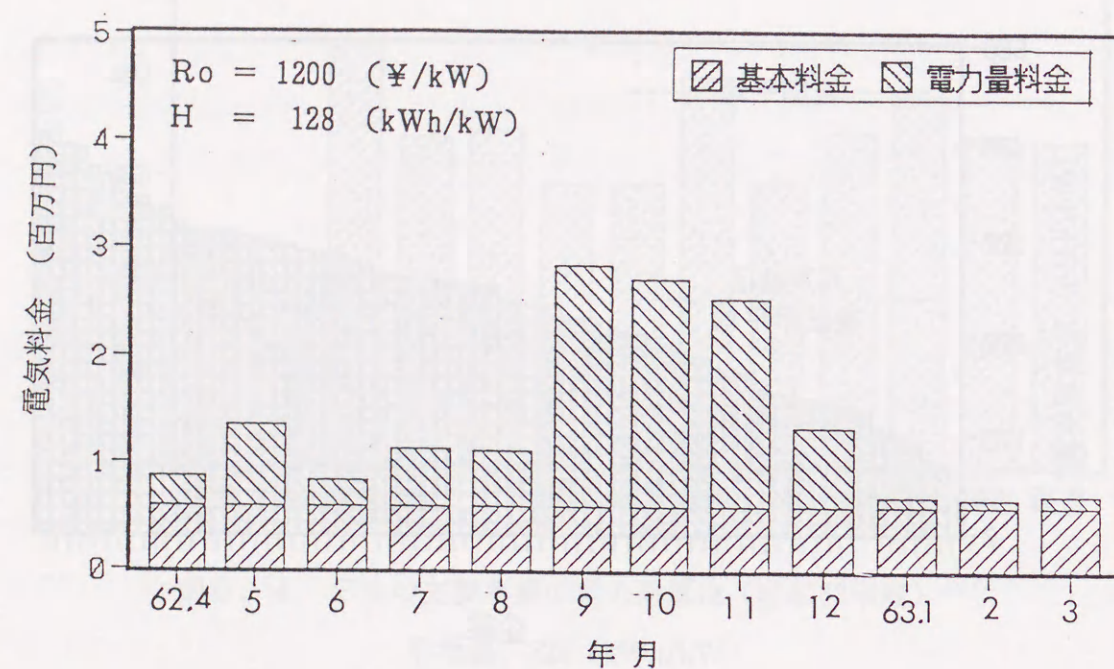
図6.6 八戸地区高圧甲の需要家の電力原単位 (8)

高圧甲の平均: 235 (kWh/kW), 全国平均: 454 (kWh/kW)

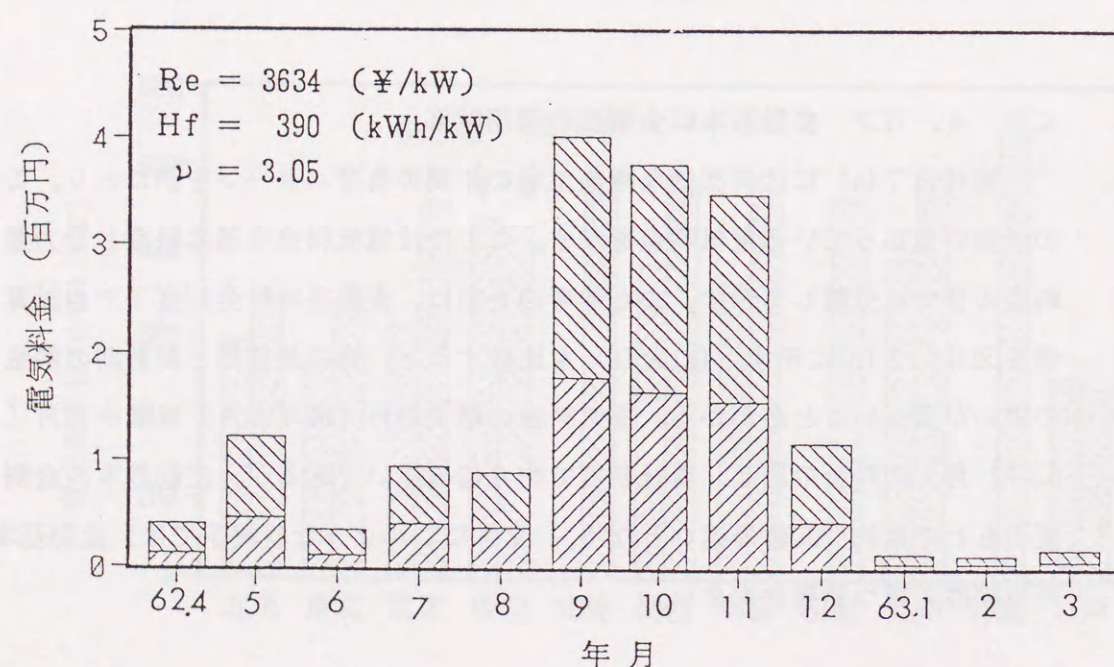
#### <6.4.3> 変動基本料金制度の適用試算

図6.7(a)には典型的な冷凍工場の年間の負荷パターンを例にとり、この企業の支払っている電気料金を示す。ここでは電気料金を基本料金と電力量料金の2つに分離して示す。また参考のために、変動基本料金制度下での試算値を図6.7(b)に示す。(a)と(b)を比較すると、特に最盛期と閑散期の料金の違いが著しいことがわかる。電気料金の最大の月(62年9月)と最小の月(63年1月)の料金の比は、現行制度で約4倍の違いであるが、変動基本料金制度のもとでは約200倍の違いとなる。まさにこのような状況下では、変動基本料金制度の持つ意義は大きい。





(a) 現行の制度



(b) 変動基本料金制度

図6.7 現行の基本料金制度と変動基本料金制度下での料金比較

## 6.5 変動基本料金制度導入時の留意点

これまでに検討した事項と、実際に導入する時点で留意すべき事項を表6.3にまとめる。

表6.3 変動基本料金制度導入時の留意点

	需要家	電気事業者
導入の根拠	<ul style="list-style-type: none"> <li>・需要制御技術の導入による、ピーク期の需要抑制と負荷平準化効果が期待できる</li> <li>・節約率、電力原単位の上昇による需給双方へのメリットが期待できる</li> <li>・現行の料金制度との共存による相乗効果が期待できる</li> </ul>	
料金設定の前提	<ul style="list-style-type: none"> <li>・年間の基本料金の総額は収入中立</li> <li>・今年度の需要実績が、次年度の料金更改の基準となる</li> </ul>	
実務面での対策	<ul style="list-style-type: none"> <li>・前年の需要実績の保存が必要</li> <li>・最盛期と閑散期の料金の格差増大</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・料金メニューの多様化への対策</li> <li>・前年の販売実績の保存</li> <li>・電子式電力量計の本格導入</li> <li>・他業界への波及効果の調査が必要</li> </ul>



## 6章の文献

## 6.6 まとめ

本章では、自然条件の影響を強く受けるため、人為的な需要制御が困難な低電力原単位型の需要家に対する、変動基本料金制度の適用の検討を行なった。得られた結果を以下に要約する。

- (1) 変動基本料金単価  $R_e$ 、現行基本料金単価  $R_o$ 、変動基本料金制度での電力原単位  $H_f$ 、および現行制度での電力原単位  $H$  の間には次の関係がある。  

$$R_e/R_o = H_f/H$$
- (2) 変動基本料金制度下ではピーク期の需要抑制が、需要側には節約分としてのメリットをもたらし、供給側には電力原単位が増大することによるメリットがもたらされること。
- (3) 原単位が低い状況下では変動基本料金制度を採用し、逆に原単位が高くなるにつれ、現行の基本料金制度に基づいた制度を導入することが望ましいこと。
- (4) 分析の対象となった1需要家の例では、電力需要の高い月と低い月の電気料金の比は、現行制度で約4倍の違いであるが、変動基本料金制度のもとでは約200倍の違いになること。
- (5) 変動基本料金制度を導入する場合は、いくつかの点で需要家側と電気事業者側の双方に業務上の負担が増えること。

- (1) 山地，浅野：「ロードマネジメントとその費用便益分析」，電力中央研究所調査報告584004，昭和60年7月。
- (2) 土屋，茅：「産業電力需要と季時別料金制度」，電学論B，109巻，12号，pp.545-551 (1989)。
- (3) 佐野：「新料金制度に対応した電子式電力量計の開発」，電気評論，Vol.73，No.11，pp.1067-1072 (1988)。
- (4) 例えば R.D.Tabors, F.C.Schweppe & M.C.Caramanis, "Utility Experience with Real Time Rates", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.4, No.2, pp.463-471, May, 1989.
- (5) 例えば C.W.Gellings & W.M.Smith, "Integrating Demand-Side Management into Utility Planning", Proceedings of The IEEE, Vol.77, No.6, pp.908-918, June 1989.
- (6) 「電気事業便覧」，電気事業連合会統計委員会編，昭和63年版。
- (7) 「日本冷凍事業協会資料」，昭和62年。
- (8) 「八戸冷凍事業協会資料」，昭和62年。
- (9) 井村：「電気料金改定の概要と冷凍・空調事業所の引き下げ状況」，冷凍，第64巻，第741号，pp.42-49 (1989)。



## 第7章 逆潮流許容下での自家発電最適運用 のコスト要因と潮流モード

### 7.1 まえがき

電力需要拡大への対処ならびにエネルギーの有効活用、さらには近年の夏場の電力需要ピークに対応する負荷平準化の目的のため、非電気事業者の発電する余剰電力の電気事業者による買取り、すなわち逆潮流が1992年4月より本格化している。

7章から9章では需要家が自家発電を設置し、エネルギー需給に積極的に関わる状況を考察する。これまでに、逆潮流が許容される場合を想定した上で、自家発電を最適運用する手法について自家発電需要家の立場から検討されている<sup>(1)</sup>。また、自家発電燃料単価、逆潮流電力量単価、購入電力量単価および販売電力量単価の相互関係について調べ、あわせて季時別料金を併用することが自家発電需要家の運用にどのような影響を与えるのかについても検討されている<sup>(2)</sup>。その結果、購入電力量と販売電力量との単価の差が順・逆潮流のモードを決定する要因となっていることが判明している。また自家発電導入の規模と運用は順・逆潮流モードでその内容が大きく異なるにもかかわらず、これら2つのモードは非線形最適化型の問題として統一的に表現できること、さらに、電力系統の負荷レベルと潮流モードの関係についても検討されている<sup>(3)</sup>。

本章ではこれまで断片的に分析された以上の手法を総括し、自家発電需要家の電力コストの要因を整理した上で、潮流モードとの関連性を明らかにする。さらに本手法を特定のごみ焼却発電プラントの運用に適用し、購入基本料金単価と販売基本料金単価との差、購入電力量単価と販売電力量単価の差、ならびに自家発電燃料単価と購入電力量単価の差の変化が、自家発電の最適規模と運用法に与える影響を明らかにする。

### 7.2 年間総電力コストの定式化

逆潮流許容下での自家発電設備の年間総電力コストを一般化する場合は設備運用の経費算定において順および逆潮流の状態を統一的にモデル化する必要がある。

自家発電のみならず一般の発電設備ではその設備コストの取り扱いが第一の問題である。本章では従来から使用されている投資コスト(¥/kW)ではなく、年経費率(¥/kW/年)を用いることによって年間総電力コストを表わすことにする。本方式に従うと耐用年数、金利、インフレ率、運用時間等に関する前提を包括できるため取り扱いが容易になる。

まず自家発電需要家の年間総電力コストを(7.1)式で与える。

$$\begin{aligned} \text{年間総電力コスト} = & \text{自家発電建設費用} + \text{自家発電燃料費} + \text{購入電力基本料金} \\ & + \text{購入電力量料金} - \text{販売電力量料金} + \text{維持費} \quad (7.1) \end{aligned}$$

自家発電需要家の運用の目的は(7.1)式を最小にすることである。ここで維持費に含まれるものには定期点検、オーバーホール等の機器維持経費、さらに突発的な故障に対応するための代替電源の契約がある。しかし、これらは自家発電需要家ごとにその内容が異なることもあり以下の定式化では無視する。すると順・逆の2つの潮流を包括した自家発電需要家の年間総電力コストを決定するための、非線形計画法の問題は次のように定式化できる。

$$\begin{aligned} K = P_r S + P_o D + \sum_{i=1}^m (P_v X_i + P_{ei} Y_i - P_{es} Z_i) T \\ \rightarrow \min_{S, D, \{X_i\}, \{Y_i\}, \{Z_i\}} \quad (7.2) \end{aligned}$$

$$\text{S.T.} \quad 0 \leq X_i \leq S \quad (7.3)$$

$$0 \leq Y_i \leq D \quad (7.4)$$

$$0 \leq Z_i \leq D \quad (7.5)$$

$$S + D \geq E_{\max} \quad \text{for } E_{\max} \geq S \quad (7.6)$$



$$D \leq D_m \quad \text{for } E_{\max} \leq S \quad (7.7)$$

$$X_i + Y_i = E_i + Z_i \quad (7.8)$$

$$Y_i \times Z_i = 0 \quad (7.9)$$

ここで、

$K$  : 年間総電力コスト

$P_f$  : 自家発電建設単価

$S$  : 自家発電設備容量

$P_o$  : 購入電力基本料金単価

$D$  : 契約電力

$P_v$  : 自家発電燃料単価

$X_i$  :  $i$  期の自家発電電力 (以下,  $i$  期を省略)

$Y_i$  : 購入電力

$Z_i$  : 販売電力

$P_{oi}$  : 購入電力量単価

$P_{osi}$  : 販売電力量単価

$E_i$  : 負荷電力

$D_m$  : 販売時の最大契約電力

$T$  :  $i$  期の時間長

$E_{\max} = \max \{E_i\}$

$T \times m = 8760 \text{ (h)}$ 。

(7.6)式は負荷電力を系統電力と自家発電電力の両方で賄う、いわゆる「順潮流モード」(conventional-power-flow mode)の制約式である。また(7.7)式は自家発電電力による「逆潮流モード」(reverse-power-flow mode)の状態において意味をもつ制約式であり、 $D_m$ は自家発電が接続される系統の容量、ひいては自家発電の地域供給能力の大きさから決められる。(7.9)式は購入電力があるときには販売電力は0、販売電力があるときには購入電力は0であることを意味している。

図7.1は以上の定式化で用いた電力潮流の様子をモデル化したものである。なお、技術的な制約となる自家発電設備の低負荷の下限、ならびに電力潮流に伴う変圧器等の損失は考えない。また、順潮流と逆潮流のそれぞれの契約電力

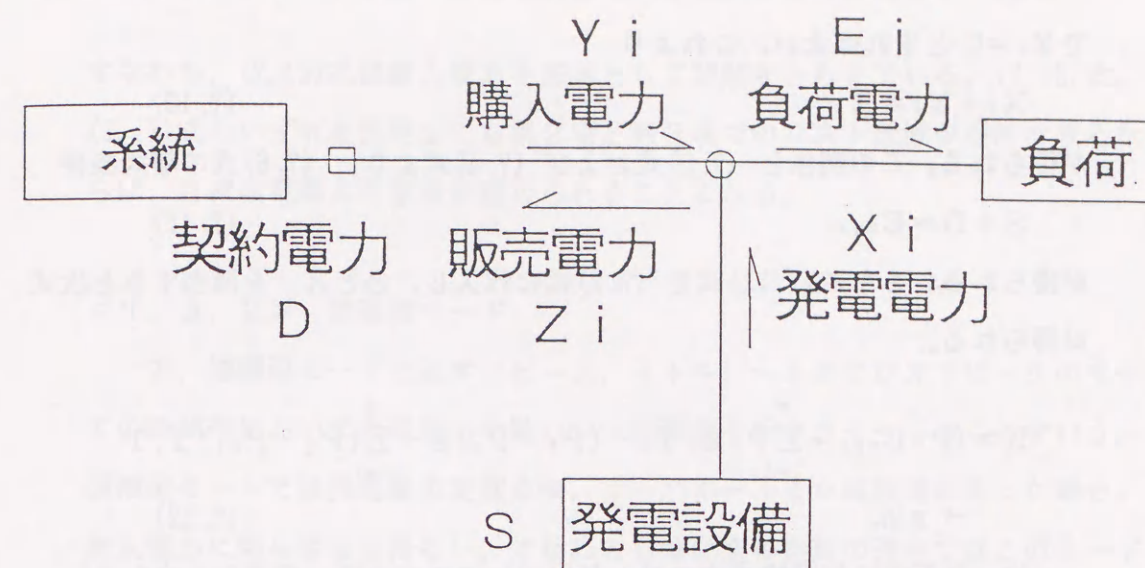


図7.1 自家発電需要家の電力潮流モデル

は異なる値を設定することが可能ではあるが、ここでは電気事業者と自家発電需要家の間の引込み線の電流容量で定まるものとし両者とも $D$ で統一する。

自家発電需要家の季時別料金制度への反応は価格の設定基準により異なる。本章における季時別料金単価の設定は文献<sup>(4)</sup>から引用する。

### 7.3 コストの要因分析

本節では(7.2)式の目的関数の並べ替えを行なうことで自家発電導入の要因を抽出し、逆潮流の持つ意味を調べる。まず、電力潮流を順潮流、逆潮流およびこれらの混在する複合潮流の3種類のモードを想定し、その特質を明らかにする。次に逆潮流と順潮流の両モードの遷移点について考察する。

なお以下でいうオンピーク、ミドルピーク、およびオフピークの各期とは、電気事業者が規定している季時別料金制度の時間帯である。

#### <7.3.1> 順潮流モード

順潮流モードとはオンピーク、ミドルピークおよびオフピークのすべての時



間帯において全く逆潮流が行なわれないモードのことをいう。これは (7.8) 式で  $Z_i = 0$  とすればよい。これより

$$X_i + Y_i = E_i \quad (7.10)$$

が得られる。この関係と (7.3) 式および (7.4) 式より、(7.6) 式の等式条件

$$S + D = E_{\max} \quad (7.11)$$

が得られる。さらに (7.11) 式を (7.2) 式に代入し、 $S$  と  $X_i$  を消去すると次式が得られる。

$$K = (P_f E_{\max} + \sum_{i=1}^m P_v E_i T) - (P_f - P_o) D - \sum_{i=1}^m (P_v - P_{oi}) Y_i T$$

$$\rightarrow \min. \quad (7.12)$$

(注：以下では年間総電力コスト  $K$  についての式では、最適化を表わす

$\rightarrow \min.$  を省略する。)

(7.12) 式右辺の各項は以下のように解釈できる。

第1項：自家発電のみで負荷電力を賄った場合の総コスト。

第2項：購入電力の基本料金単価が自家発電建設単価を下回るときに生ずる利得。

第3項：購入電力量単価が自家発電燃料単価を下回るときに生ずる利得。

すなわち、(7.12) 式は自家発電を運用することを基本として問題をとらえている。第2項と第3項は購入電力の利得を明確に示している。

一方、(7.11) 式を (7.2) 式に代入し、 $D$  を消去すると次式が得られる。

$$K = (P_o E_{\max} + \sum_{i=1}^m P_{oi} E_i T) - (P_o - P_f) S - \sum_{i=1}^m (P_{oi} - P_v) X_i T \quad (7.13)$$

本式右辺の各項は (7.12) 式の各項に対応して次のように解釈できる。

第1項：購入電力のみで負荷電力を賄った場合の総コスト。

第2項：自家発電建設単価が購入電力基本料金単価を下回るときに生ずる利得。

第3項：自家発電燃料単価が購入電力量単価を下回るときに生ずる利得。

すなわち、(7.13) 式は購入電力を基本として問題をとらえている。(7.12) 式、(7.13) 式のいずれを採用しても第2項と第3項でのコスト低減が期待できるならば、自家発電導入の意義が認められることになる。

### < 7.3.2 > 逆潮流モード

一方、逆潮流モードとはオンピーク、ミドルピークおよびオフピークのすべての時間帯において負荷電力を賄いつつ逆潮流を行なうモードのことをいう。逆潮流モードでは発電機の定期点検、オーバーホールまたは故障があった場合、購入電力に頼らざるを得ない。すなわち自家発電の実際の運用ではこのモードは非現実的であるが、理論としては重要な概念を含んでいる。

(1) 要因の解釈 まず (7.8) 式で  $Y_i = 0$  とおくと

$$Z_i = X_i - E_i \quad (7.14)$$

となるから、

$$D = S - E_{\max} \quad (7.15)$$

が導かれる。ここで  $P_f$  が低い場合には設備投資が進み  $S$  が増大する結果、(7.15) 式に従って  $D$  が増加するという発散が予想される。この問題は  $D$  の上限を (7.7) 式の制約項、すなわち  $D_m$  を用いることで回避できる。また  $D_m$  で逆潮流電力の上限を制限すると、負荷電力が低下する場合、自家発電出力を低下させることになる。

逆潮流を行なっているときの基本料金単価は、順潮流の基本料金単価とは本来異なる。よって本節では購入基本料金単価  $P_o$  を販売基本料金単価を  $P_{os}$  に置き換えることにする。(7.14) 式と (7.15) 式を用いて (7.2) 式の  $S$  と  $X_i$  を消去すると次式となる。

$$K = (P_f E_{\max} + \sum_{i=1}^m P_v E_i T) - (P_{os} - P_f) D - \sum_{i=1}^m (P_{oi} - P_v) Z_i T - \sum_{i=1}^m \delta_i Z_i T \quad (7.16)$$

ここで、 $\delta_i$  は販売電力量料金単価と購入電力量料金単価の差であり、次式



で表わす。

$$\delta_i = P_{esi} - P_{ei} \quad (7.17)$$

(7.16)式の右辺各項は以下のように解釈できる。

- 第1項：自家発電のみで負荷電力を賄った場合の総コスト。  
 第2項：自家発電建設単価が販売基本料金単価を下回るときに生ずる利得。  
 第3項：自家発電燃料単価が購入電力量単価を下回るときに生ずる利得。  
 第4項：販売電力量単価が購入電力量単価より高く、かつ販売電力が非零のときに生ずる利得。

同式の第2項と第4項は次に述べるように逆潮流モードの特徴をよく表わしている。

(2) 基本料金単価の影響 (7.16)式の第2項の基本料金単価の取り扱いでは  $P_o$  と  $P_{os}$  に対して、以下の関係が考えられる。

$$P_o \geq P_{os} \quad (7.18)$$

ただし、 $P_{os}$  は現在の料金体系のもとでは負であることより、 $P_{os}D$  の分だけ  $K$  が増加する。

(3) 料金単価の差  $\delta_i$  の影響 (7.16)式の第4項においては  $\delta_i > 0$  で、かつ大きいほど  $K$  の低減に寄与する。

### <7.3.3> 複合潮流モード

複合潮流モード (mixed-power-flow mode) は順潮流モードの運用を行なっているときに、逆潮流が時間帯によって混在するモードである。

(1) 要因の解釈 本モードの分析では (7.2)式に (7.8)式、(7.11)式、および (7.17)式を代入し、 $S$  と  $X_i$  を消去する。

$$K = (P_f E_{max} + \sum_{i=1}^m P_v E_i T) - (P_f - P_o) D - \sum_{i=1}^m (P_{ei} - P_v) (Z_i - Y_i) T - \sum_{i=1}^m \delta_i Z_i T \quad (7.19)$$

(7.19)式の右辺各項は以下のように解釈できる。

## 第7章 逆潮流許容

第1項：自家発電のみで負荷電力を賄った場合の総コスト。

第2項：購入電力の基本料金単価が自家発電建設単価を下回るときに生ずる利得。

第3項：自家発電燃料単価が購入電力量単価より低く、かつ販売電力が非零のときに生ずる利得。

第4項：販売電力量単価が購入電力量単価より高く、かつ販売電力が非零のときに生ずる利得。

(2) 潮流の逆転が生じる要因 まず順潮流から逆潮流へ至る過程の1つの例として負荷電力が低下する場合がある。その場合、余剰分が販売電力となる。(7.19)式の最小化を図る場合、販売電力量単価、購入電力量単価、および自家発電燃料単価には

$$P_{esi} > P_{ei} > P_v \quad (7.20)$$

の関係が必要である。

一方、逆潮流から順潮流へ至る過程の1つには、負荷電力が増加する場合がある。その際、

$$P_{ei} < P_v \quad (7.21)$$

の関係が必要である。

(3) 季時別料金制度の併用 ここでは複合潮流モードに季時別料金制度を連動させる。季時別料金の時間帯の種類に応じて潮流モードを表7.1のように  $M_1$ 、 $M_2$ 、 $M_3$  の3つのモードに分類する。併せて順潮流モード(記号： $C$ )、逆潮流モード(記号： $R$ )も記載する。

① 複合潮流第1 ( $M_1$ ) モード  $M_1$  モードの条件は、オンピークとミドルピーク時では順潮流

$$Y_i > 0 \quad \cap \quad Z_i = 0 \quad (7.22)$$

となり、かつ、オフピーク時では逆潮流

$$Y_i = 0 \quad \cap \quad Z_i > 0 \quad (7.23)$$

となることが必要である。

さて、(7.22)式と(7.23)式が成立する条件は(7.19)式からは必ずしも明らかでは無い。しかし、最適化の過程を経て  $S$ 、 $D$  が確定した場合の自家発電の運用を想定すると、単純な条件が得られる。すなわち(7.19)式を最小にする目的



表7. 1 負荷電力状態と潮流モード

季時別料金 時間帯	潮流モード				
	C	M <sub>1</sub>	M <sub>3</sub>	M <sub>2</sub>	R
オンピーク時 ミドルピーク時	順	順 0	順/逆	0 逆	逆
オフピーク時	順	0 逆		順 0	逆

で、(7.22)式が成立するひとつの条件は(7.21)式であり、また(7.23)式が成立するためのひとつの条件は(7.20)式であることが容易にわかる。

② 複合潮流第2 (M<sub>2</sub>) モード M<sub>2</sub>モードの条件はM<sub>1</sub>モードとは逆にオンピークとミドルピーク時では逆潮流

$$Y_i = 0 \quad \cap \quad Z_i > 0 \quad (7.24)$$

となり、かつ、オフピーク時では順潮流

$$Y_i > 0 \quad \cap \quad Z_i = 0 \quad (7.25)$$

となることである。これらの成立条件は M<sub>1</sub>モードと同様に考えればよい。

③ 複合潮流第3 (M<sub>3</sub>) モード M<sub>3</sub>モードは時間帯とは無関係に順潮流と逆潮流が複合する潮流モードである。M<sub>1</sub>モードとM<sub>2</sub>モード以外のモードの全てが該当し、P<sub>esi</sub>、P<sub>ei</sub>、およびP<sub>v</sub>の価格設定では多くの組合せがある。

#### 7. 4 逆潮流モードと順潮流モードの遷移点

本節では逆潮流モードと順潮流モードの遷移点を、自家発電建設単価P<sub>f</sub>を変数として検討する。前提条件は、(7.12)式または(7.16)式の第1項で与えられる自家発電のみですべての負荷電力を賄った場合のコストから年間総電力コストを差し引いた値、すなわち利得が正または0の場合とする。利得が正の場合

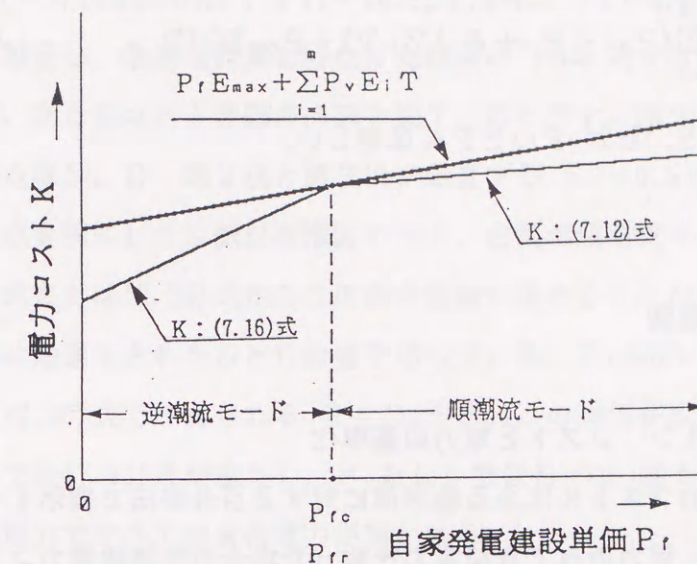


図7. 2 逆潮流モードと順潮流モードの遷移点の説明図

合は自家発電需要家に自家発電を導入することの意義を与える。複合潮流モードは順潮流モードに含まれるので、ここでは検討しない。

P<sub>f</sub> = 0では(7.15)式で与えられるSの上限(=D<sub>m</sub>+E<sub>max</sub>)まで自家発電の導入が進み、逆潮流モードが形成される。P<sub>f</sub>が増加すると、P<sub>f</sub>のある値を境界にして順潮流モードに遷移する。このP<sub>f</sub>の値を遷移点とする。図7. 2はこの遷移点をわかりやすく示した図である。この値は逆潮流モード側と順潮流モード側でそれぞれ決定でき、総電力コストが自家発電のみで負荷電力を賄った場合の電力コストに等しいとおいて求める。

まず順潮流モード側では

$$(7.12) \text{式} = (P_f E_{\max} + \sum_{i=1}^m P_v E_i T) \quad (7.26)$$

とおき分岐点のP<sub>f</sub>の値、すなわちP<sub>f0</sub>を求めると

$$P_{f0} = [\{\sum_{i=1}^m (P_{ei} - P_v) Y_i T\} + P_0 D] / D \quad (7.27)$$

となる。一方、逆潮流モード側でも同様に

$$(7.16) \text{式} = (P_f E_{\max} + \sum_{i=1}^m P_v E_i T) \quad (7.28)$$



から分岐点の  $P_f$  の値,  $P_{fr}$  が

$$P_{fr} = [\{\sum_{i=1}^m (P_{oi} - P_v + \delta_i) Z_i T\} + P_{os} D] / D \quad (7.29)$$

と求められる。なお  $P_{fo}$  と  $P_{fr}$  は等しい。

## 7.5 数値例

### <7.5.1> コストと電力の基準化

年間総電力コスト  $K$  はある基準値に対する百分率法で表示する。その基準値として、購入電力のみで負荷電力を賄った場合の年間総電力コストを採用する。また  $S$ ,  $D$  および  $E_i$  は  $E_{max}$  を 100% と置いて基準化を行なう。

### <7.5.2> コスト要因の内訳

計算に使用した日負荷曲線  $\{E_i\}$  を図 7.3 に示す<sup>(1)</sup>。自家発電需要家の

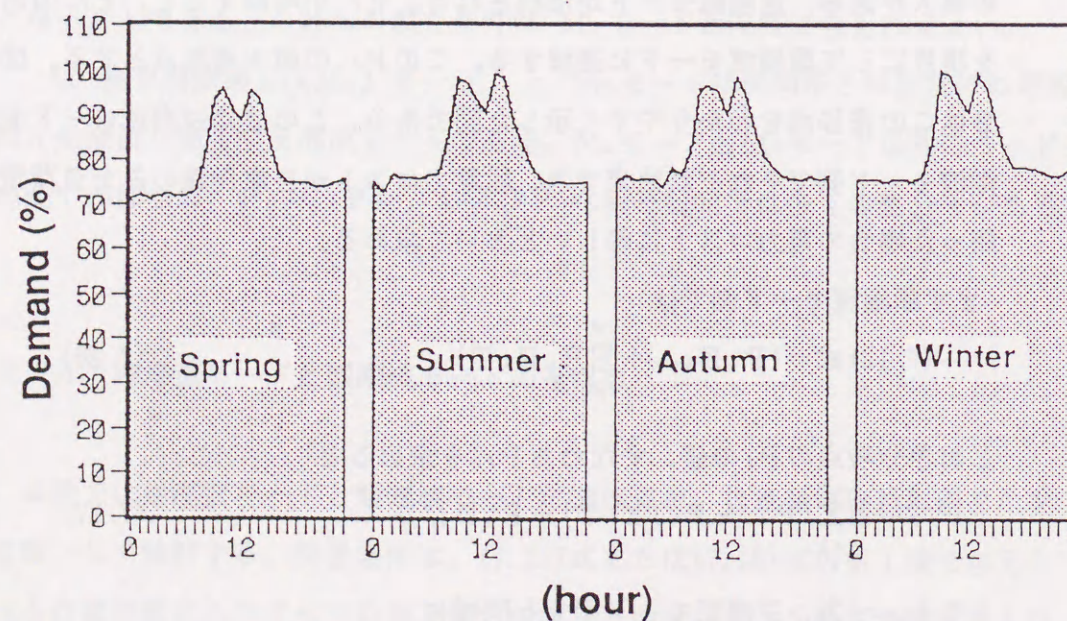


図 7.3 日負荷曲線の例

## 第7章 逆潮流許容

種類は特定のごみ焼却発電プラントである。具体的な数値として  $P_o = 18,780$  円/kW/年 ( $= 2.14$  円/kWh),  $P_{oi} = 10.93$  円/kWh,  $P_v = 8.5$  円/kWh,  $\delta_i = 0$  円/kWh と設定し、最適化計算を行なった結果の  $P_f$  に対する  $S$  と  $D$  の変化を図 7.4 に、また各コスト要因の内訳を図 7.5 に示す。両方の図において、潮流の遷移点は  $S$ ,  $D$ , 第 2 項と第 3 項が急変する  $P_f = 0.5$  円/kWh の近傍であり、この点を境にして左側が逆潮流モード、右側が順潮流モードである。なお、(7.27) 式または (7.29) 式からこの点を正確に求めることができる。

図 7.4 は最適化された  $S$  と  $D$  の値を示している。 $P_f$  が 0 から遷移点までの領域では、(7.15) 式で与えられる  $S = D_m + E_{max}$  の関係が成立する。遷移点以上の  $P_f$  では (7.11) 式が成立し、 $P_f \geq 4.7$  では  $S = 0$ , および  $D = E_{max}$  となり、購入電力ですべての負荷電力が賄われる。

年間総電力コスト (図 7.5 の「合計」) は、逆潮流モード側では (7.16) 式で、順潮流モード側では (7.12) 式で計算できる。いずれの場合も合計が第 1 項を下回り、自家発電導入の効果が認められる。

さらに  $P_f$  の変化に対する年間総電力コストの変化は次式で算定できる。

$$\frac{\partial K}{\partial P_f} = E_{max} + D \quad (\text{逆潮流モード}) \quad (7.30)$$

$$\frac{\partial K}{\partial P_f} = E_{max} - D \quad (\text{順潮流モード}) \quad (7.31)$$

ここで (7.30) 式と (7.31) 式の  $D$  の値はモードによってそれぞれ異なる (図 7.4 参照) が、いずれにしても

$$(7.30) \text{ 式} > (7.31) \text{ 式}$$

の関係より、 $P_f$  が減少する場合は逆潮流モードの方が年間総電力コストを削減する効果が高い。これは逆潮流モードの運用が推進される要因の 1 つである。なお (7.16) 式の第 4 項に相当するコストは、 $\delta_i = 0$  を仮定したので図 7.5 には表われない。



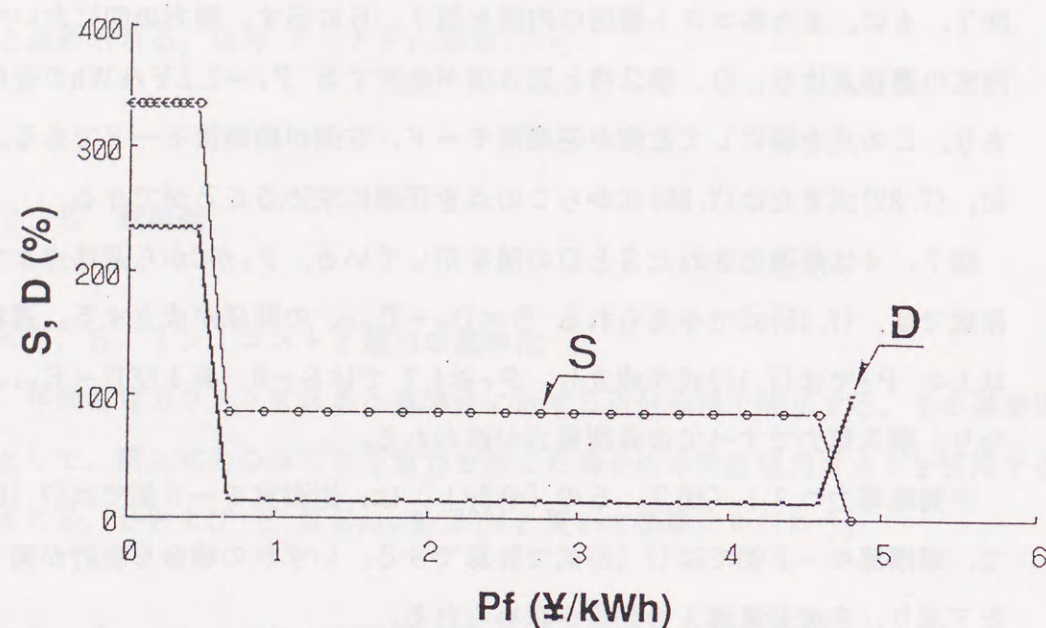


図7.4 最適化された自家発電設備容量Sと契約電力D

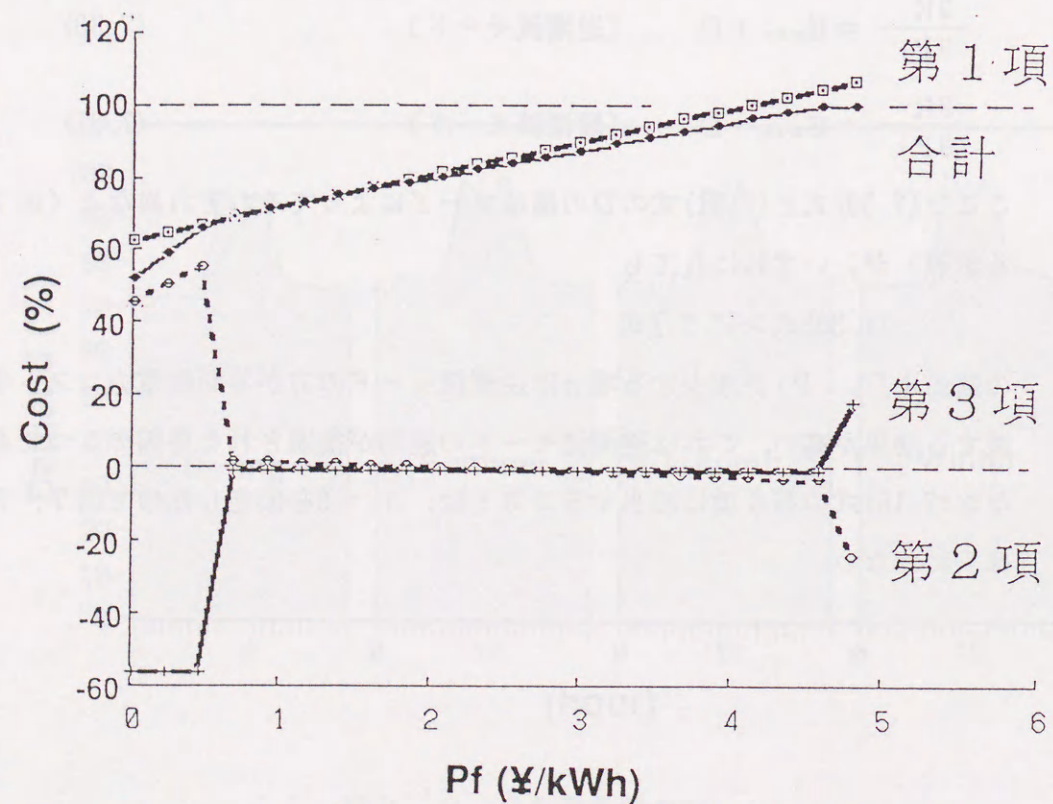
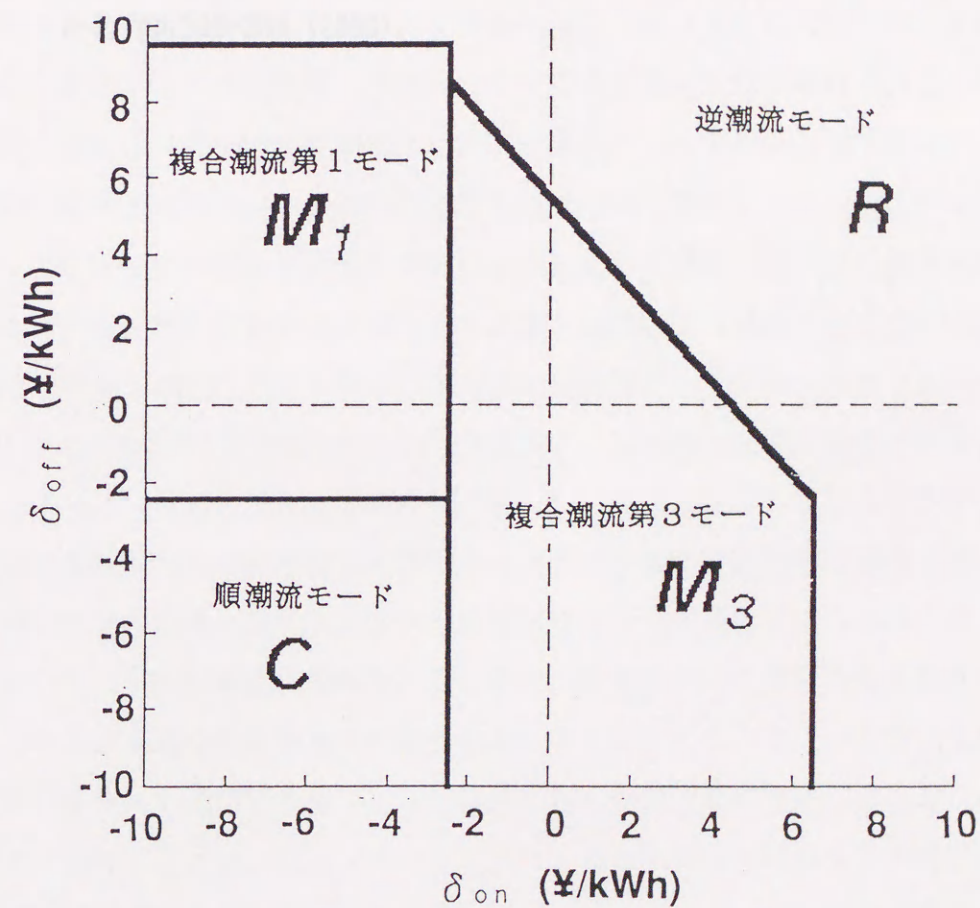


図7.5 (7.12)式と(7.16)式のコスト要因の数値の例

<7.5.3> 最適潮流モード<sup>(3)</sup>

前項では $\delta_i=0$ と置いたため、 $\delta_i$ と最適潮流モードとの関係が得られなかった。本節ではオンピークとミドルピーク時の $\delta_i$  ( $=\delta_{on}$ )とオフピーク時の $\delta_i$  ( $=\delta_{off}$ )を独立に変えたときの、最適潮流モードの反応について検討する。

図7.6は、 $P_f=3$  ¥/kWh に設定したときの最適な潮流モードの一例である。 $\delta_{on}$ および $\delta_{off}$ が+側にあると販売電力量単価が購入電力量単価より高いため逆潮流モードとなり、逆に一侧にあると順潮流モードが最適になる。例えば $\delta_{on}=6$  ¥/kWh,  $\delta_{off}=4$  ¥/kWh では逆潮流モードが選択され、また $\delta_{on}=-6$  ¥/kWh,  $\delta_{off}=-4$  ¥/kWh では順潮流モードが選択される。さらに複合潮流モード $M_1$ ,  $M_3$ が、逆潮流モードと順潮流モードの間に見られる。

図7.6  $\delta_{on}$ および $\delta_{off}$ が変化したときの最適潮流モード



## 7.6 まとめ

本章では、逆潮流許容下での自家発電需要家の年間総電力コストを算定するための非線形最適化モデル式を提案した。また、最適状態の自家発電需要家の電力潮流を順潮流、逆潮流および複合潮流の3つのモードに分類し、コスト要因と潮流モードについて具体的に検討した。購入電力量単価、販売電力量単価、自家発電燃料単価および自家発電建設単価の大きさの関係が潮流モードを大きく変える要因であることを明らかにした。本手法を実際のごみ焼却発電プラントにあてはめ具体的な検討を行なった。

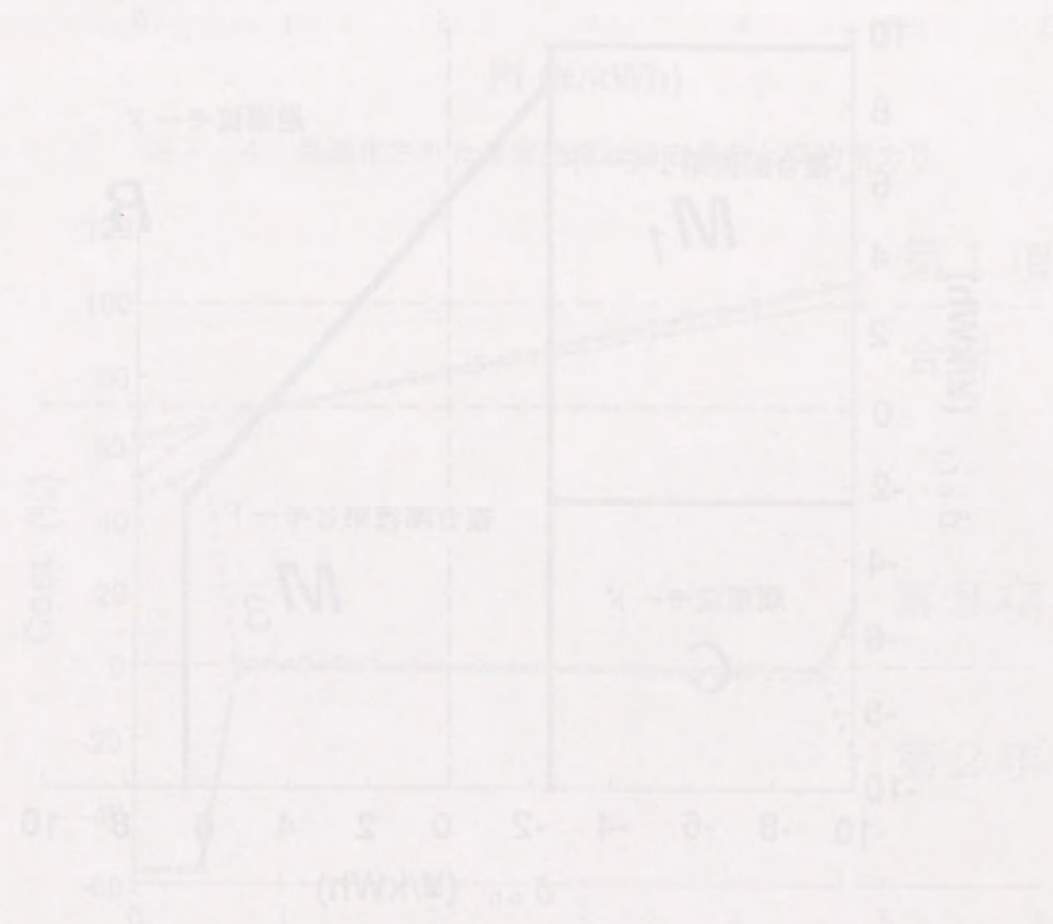


図7.6 (1)式と(2)式による最適化モデル式の検討結果

## 第7章 逆潮流許容

### 第7章の文献

- (1) 土屋, 松下, 榊原: 「逆潮流許容下での自家発電運用最適モデル」, 平成4年電気学会全国大会, 1057, pp.9-113~114 (1992).
- (2) 土屋, 榊原, 茅: 「季時別料金制度下での自家発電需要家の反応(2)」, エネルギー・資源学会第11回研究発表会講演論文集, 3-1, pp.79-82 (1992).
- (3) 土屋, 松下, 榊原: 「逆潮流許容下での自家発電最適運用モード」, 平成4年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集(論文Ⅱ), 159, pp.116-117 (1992).
- (4) 土屋, 榊原: 「季時別料金制度下での自家発電需要家の反応」, エネルギー・資源学会第8回エネルギーシステム・経済コンファレンス講演論文集, 8-1, pp.249-254 (1992).



## 第8章 燃料費不確定性のもとで季時別料金制度を導入する 自家発電需要家の最適運用

### 8.1 まえがき

ここ数年来、夏季の電力需要ピークへの対策が電力システムシステムの重要な課題になってきている。このような電力需要に対する平準化方策として分散電源のひとつである自家発電、および季時別料金制度の活用が進展している。さらには逼迫する電力需給の緩和策として電力会社以外が発電する電力を活用すること、すなわち逆潮流が本格的に検討されるようになってきている。この電力需給の環境の大きな変化は、電気事業者にとっては逆潮流対策ならびに系統全体に占める自家発電総容量の量的拡大への対処、需要家にとっては導入容量ならびに契約電力の決定という経営課題をより鮮明にしている。しかし、現在の電気事業法のもとでは基本的には逆潮流を認めていない（平成4年3月現在）。このため自家発電を所有する需要家は自家発電設備と季時別料金制の導入のバランスによって、経営の合理化を図ることになる。すなわち電力エネルギー入手のインセンティブは、自家発電と購入電力の導入効用のコストのバランスに支配されるのである。従って、自家発電設備の容量の決定問題は、まさにこの効用を中心に検討すれば良いことが指摘されている<sup>(1),(2)</sup>。

将来の電力需要が不確定であるという前提で、分散電源と大規模電源の設備規模の面からの協調のモデル化が松橋ら<sup>(3)</sup>によってなされているが、今後かなりの進展が予想される分散電源の導入拡大の検討は重要である。そこでは設備費用のみならず、運用の面においても料金体系との協調が求められる。具体的には、分散電源の燃料費の不確定性を考慮し、かつ柔軟性のある価格体系として例えば季時別料金制を考慮にいれ、モデルを最適化形にして検討する必要がある。

浅野らは<sup>(4)</sup>ペナルティ法を用いて業務用の季時別料金制に対する反応解析を行なっているが、燃料費の不確定性については特に議論していない。この事

### 第8章 燃料費不確定性

情をふまえ、前田らは熱電併給型のエネルギーコストを最小とする問題の解法を求め、既に発表している<sup>(5)</sup>が、季時別料金への適用が充分行なわれておらず、また実例での具体的検討がなされていないため不確定性の考慮の意義がほとんど明らかにされていない。

そこで本章では、まず季時別料金制下での自家発電需要家のコスト最小化の問題と解法を整理して示した後、コストが自家発電の有効利用・購入電力の有効利用の2つの異なった視点からそれぞれ4つの異なった要因に分解でき、分析上有効なことを示す。さらにこの手法を一例として清掃工場に具体的に適用し、不確定性の考慮が自家発電の最適規模・運用法に大きな影響を与え、年間総電力コストの削減につながることを示し、本手法の有効性を実証する。

### 8.2 定式化

#### <8.2.1> 年間総電力コスト

一般に自家発電設備の燃料価格は、経済的要因などに支配され絶えず変動している。また、熱効率は設備、運用形態により異なるため、不確定性の程度はそれぞれの施設で固有の値を示す。このため設備運用の経費算定では、燃料費の不確定性を前提としてモデルを表現する必要がある。本節で、まず燃料費が確定した場合についての自家発電と購入電力の最適運用状態、続いて不確定性下の最適運用状態の定式化を行う。

(1) 燃料費確定下の年間総電力コスト      まず自家発電需要家の年間総電力コストCを考えると次式のようなになる。

$$C = \text{自家発電建設費} + \text{自家発電燃料費} \\ + \text{購入電力基本料金} + \text{購入電力量料金} + \text{その他自家発電維持費} \quad (8.1)$$

自家発電需要家の目的は、(8.1)式を最小にすることである。ここで同式右辺の最後の項は通常かなり小さいので無視する。すると問題は、次のように定式化できる。なお、ここでは料金各期の長さを等しいとし、技術的制約となる自



家発電設備の低負荷の下限は考えないことにする。

$$C = P_f S + \sum_{i=1}^m P_v X_i T + P_o D + \sum_{i=1}^m P_{e,i} Y_i T$$

$$\rightarrow \min S, D, \{X_i\}, \{Y_i\} \quad (8.2)$$

$$\text{s.t. } \left. \begin{array}{l} X_i + Y_i = E_i \\ 0 \leq X_i \leq S \\ 0 \leq Y_i \leq D \end{array} \right\} \text{ for all } i \quad (8.3)$$

ここで、

$P_f$  : 自家発電建設単価 (¥/kWyr)

$S$  : 自家発電設備容量 (kW)

$P_v$  : 自家発電燃料費 (¥/kWh)

$X_i$  :  $i$ 期の自家発電出力 (kW)

$P_o$  : 基本料金単価 (¥/kWyr)

$D$  : 契約電力 (kW)

$P_{e,i}$  :  $i$ 期の電力量料金単価 (¥/kWh)

$Y_i$  :  $i$ 期の購入電力 (kW)

$E_i$  : 各期の需要電力 (kW)

$T$  : 各期の時間長 (h)

$T \times m = 8760$  (h)。

(2) 燃料費および電力量料金の不確定性が存在する場合の定式化 過去、エネルギー価格は大幅な変動を記録しており、計画時点で運用時点のエネルギー価格を正確に推定することは不可能に近い。そこで運用時点の自家発電燃料費および電力量料金が不確定性を持つことを考慮すると最適運用の策定はどのように定式化すべきであろうか。この場合、問題は単純に (8.2) 式の期待値の最小化にはならない。というのは、実際の運用はその時点で定めることができるので、まずその時点での運用最適化を (8.2) 式について行い、その上でコスト期待値が最小となる  $S, D$  を定めなくてはならない。すなわち次のステップを踏む必要がある。

第1段階: (8.2) 式の最小化を  $\{X_i\}, \{Y_i\}$  に関して行なう。

第2段階: 第1段階の結果を再度 (8.2) 式に代入し、その上で  $P_v, P_{e,i}$  の不確定性を考慮し、 $C$  の期待値が最小となる  $S, D$  を求める。

この問題については、すでに文献<sup>(4)</sup> で取り扱われている。その考え方のみを簡単に以下に示す。

①  $P_v, P_{e,i}$  はエネルギー価格を反映するので、計画時点で考えると次の確率分布を持つ確率変数とする。すなわち、燃料費、各期の電力料金単価は以下のようになる。

$$\left. \begin{array}{l} P_v = P_v^0 + v \\ P_{e,i} = P_{e,i}^0 + k_i u \end{array} \right\} \quad (8.4)$$

ここで、 $P_v^0, P_{e,i}^0$  :  $P_v, P_{e,i}$  の期待値、

$f(u, v) \in N(0, \Sigma_{uv})$ ,  $0$  は 2次元 0 ベクトル、

$\sigma_u^2, \sigma_v^2$  :  $u, v$  の分散、

$\sigma_{uv}$  :  $u$  と  $v$  の共分散、 $\Sigma_{uv}$  :  $u$  と  $v$  の共分散行列、

$$\Sigma_{uv} = \begin{bmatrix} \sigma_u^2 & \sigma_{uv} \\ \sigma_{uv} & \sigma_v^2 \end{bmatrix}$$

なお  $\{P_{e,i}, P_v\}$  は本来  $(m+1)$ 次元分布であるが、 $P_{e,i}$  は全て同一の確率変数に支配され、 $P_{e,i}$  相互の相関係数は 1 であるとの仮定をおく。さらに、係数  $k_i$  を導入し、 $\{P_{e,i}, P_v\}$  を 2次元正規分布となるように簡略化する。

また  $P_o$  も本来はエネルギー価格に関与するが、簡単のため固定の確定的パラメータとする。

② 第1段階では、与えられた  $P_v, P_{e,i}$  に対する最適な  $\{X_i\}, \{Y_i\}$  は

$$X_i = \begin{cases} \text{Min } \{E_i, S\} & : \text{if } P_{e,i} \geq P_v \\ \text{Max } \{0, E_i - D\} & : \text{if } P_{e,i} \leq P_v \end{cases} \quad (8.5)$$

$$Y_i = \begin{cases} \text{Max } \{0, E_i - S\} & : \text{if } P_{e,i} \geq P_v \\ \text{Min } \{E_i, D\} & : \text{if } P_{e,i} \leq P_v \end{cases} \quad (8.6)$$

③ 第2段階では、(8.5), (8.6) 式を (8.2) 式に代入した上で、(8.2) 式の期待値  $E[C]$  を求める。するといくつかの変形を経て次式を得る。



$$E[C] = P_f S + P_o D - \sum_{i=1}^m G_i \text{Min}\{E_i, S\} T - \sum_{i=1}^m H_i \text{Min}\{E_i, D\} T + \sum_{i=1}^m (G_i + P_v^o) E_i T \quad (8.7)$$

ここで  $G_i, H_i$  を次式で定義する。

$$G_i = E[ P_{oi} - P_v | P_{oi} \geq P_v ]$$

$$= \iint_{P_{oi} \geq P_v} (P_{oi}^o - P_v^o + k_i u - v) f(u, v) du dv \quad (8.8)$$

$$H_i = -E[ P_{oi} - P_v | P_{oi} \leq P_v ]$$

$$= G_i - P_{oi}^o + P_v^o \quad (8.9)$$

(8.7) 式を最小化する問題は、このままでは  $S, D$  について解くことができない。このためダミー変数  $\{X_{pi}\}$  と  $\{Y_{pi}\}$  を導入し、以下の式に書き直す。

$$E[C] = P_f S + P_o D - \sum_{i=1}^m G_i X_{pi} T - \sum_{i=1}^m H_i Y_{pi} T + \sum_{i=1}^m (G_i + P_v^o) E_i T$$

$$\rightarrow \min_{S, D, \{X_{pi}\}, \{Y_{pi}\}} \quad (8.10)$$

$$\text{s. t. } \left. \begin{array}{l} S \geq 0, D \geq 0, \\ X_{pi} \leq S, \\ Y_{pi} \leq D, \\ 0 \leq X_{pi} \leq E_i, \\ 0 \leq Y_{pi} \leq E_i \end{array} \right\} \text{ for all } i \quad (8.11)$$

こうすれば、問題は(8.3), (8.11)式の不等号制約下で(8.10)式を最小化する形となり、通常の線形計画法の手法で解くことができる。一つの問題は  $G_i$  の計算であるが、 $u, v$  の相関係数が 1 または 0 のときは、比較的容易に  $G_i$  が計算できる。すなわち、相関係数が 1 のときは、(8.8)式は単なる 1 次積分となり誤差関数を用いて計算できる。この結果、電力量料金と燃料費の不確定性は次式

で表現できる。

$$\sigma^2 = (\sigma_u - \sigma_v)^2 \quad (8.12)$$

一方、相関係数が 0 のときは (8.8) 式は誤差関数を核として含んだ 1 次積分となるので数値的に計算できる。

なお、本章では年間総電力コスト  $C$  の分散については議論していない。分散を考慮し、これを最適化の基準とする手法については例えば文献(6)が参考になる。

### < 8.2.2 > 季時別料金単価の設定

需要家の季時別料金への反応はその設定基準により異なる。しばしば用いられるのはピーク時とオフピーク時の料金比をあらかじめ与え、収入中立の条件でそれぞれの時間帯の料金を設定する方法である(7), (8)。本節でもこの考え方に従い料金を決定する。具体的には現状の料金体系に基づき、3種類の単価、すなわちオンピーク(重負荷時間帯)、ミドルピーク(昼間時間帯)、オフピーク(夜間時間帯)の各単価  $P_{on}, P_{md}, P_{of}$  の関係を次式で与える。

$$n^a = P_{on} / P_{md} \quad (8.13)$$

$$n = P_{md} / P_{of} \quad (8.14)$$

$$(W_{on} + W_{md} + W_{of}) P = W_{on} P_{on} + W_{md} P_{md} + W_{of} P_{of} \quad (8.15)$$

ここで(8.15)式は収入中立の条件式であり、 $W_{on}, W_{md}, W_{of}$  のそれぞれは、単価決定の対象とする系統の負荷持続曲線から求められるオンピーク、ミドルピークおよびオフピークそれぞれの持続時間帯内の電力需要量である。なお、季時別価格の導入により各期の需要は当然影響を受けるが、ここでは各期の需要は変化しないものと仮定している。これらより各単価は次のように決定される。

$$P_{on} = n^{(1+a)} P Q / U \quad (8.16)$$

$$P_{md} = n P Q / U \quad (8.17)$$

$$P_{of} = P Q / U \quad (8.18)$$

$$Q = W_{on} + W_{md} + W_{of} \quad (8.19)$$

$$U = n^{(1+a)} W_{on} + n W_{md} + W_{of} \quad (8.20)$$

ここで  $n^a, n$  : 料金比

$a$  : オンピーク比決定係数 ( $a > 0$ )

$P$  : 均一料金単価 (¥/kWh)。



以上の式を用い、 $W_{on}:W_{md}:W_{of}$ ,  $a$  および  $P$  の具体的な数値を仮定した上で  $n$  を指定すると季時別料金の各単価が求められる。図8.1は表8.1に示す条件での単価の一例である。なお、 $a$  の値はA電力会社の負荷持続曲線（1989年）から得られる電力量と同社の特別高圧の季時別料金を(8.13)～(8.20)式に代入し、逆算することにより求め、これを定数とおいた。図8.1から、本節で述べた季時別料金の決定方式ではミドルピークの価格が均一料金より若干高く、またオンピークとオフピークに著しい差のあることがわかる。

表8.1 季時別料金の設定条件

$W_{on}:W_{md}:W_{of}=1:5.52:3.50$
$a=0.54$
$P=10.93\text{ ¥/kWh}$

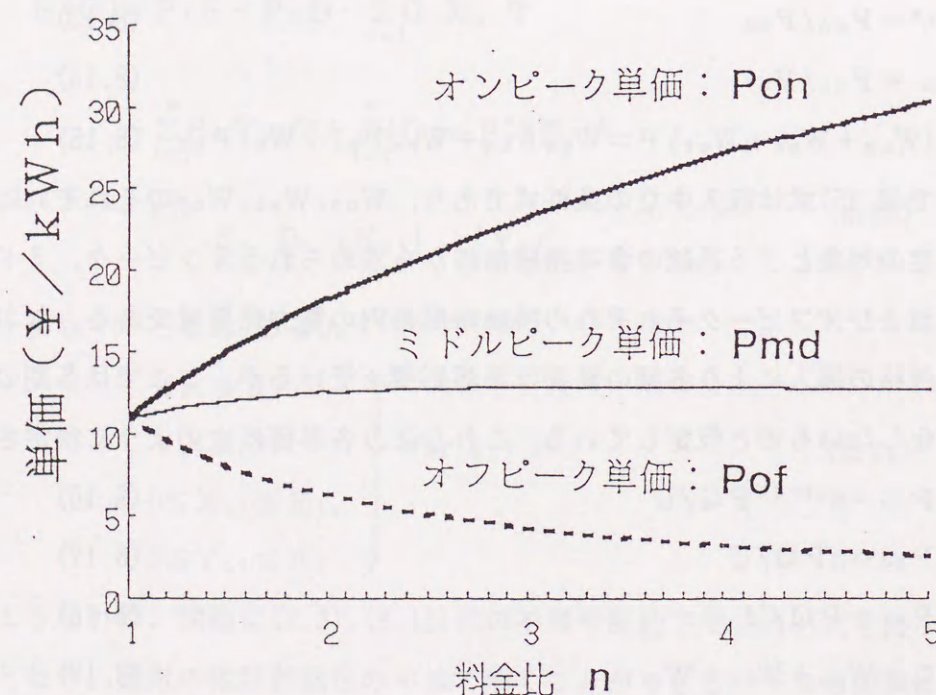


図8.1 季時別料金単価の例

### <8.2.3> 誘導単価

(8.8), (8.9)式で定義した $G_i$ ,  $H_i$ は(¥/kWh)の単位を持つ。またともに正であることより、 $G_i$ と $H_i$ はそれぞれ(8.10)式右辺第3項と第4項で $E[C]$ を低減させる要因として作用し、逆に $G_i$ は第5項で $E[C]$ を増加させるように作用する。このため自家発電導入のインセンティブはこれらの係数のバランスで定まることになる。以上のことより $G_i$ を自家発電誘導単価、 $H_i$ を購入電力誘導単価と呼ぶことにする。例として $P_g=8.5\text{ ¥/kWh}$ ,  $n=1$ と設定し $\sigma$ を変化させた場合の $G_i$ と $H_i$ の値を図8.2に示す。

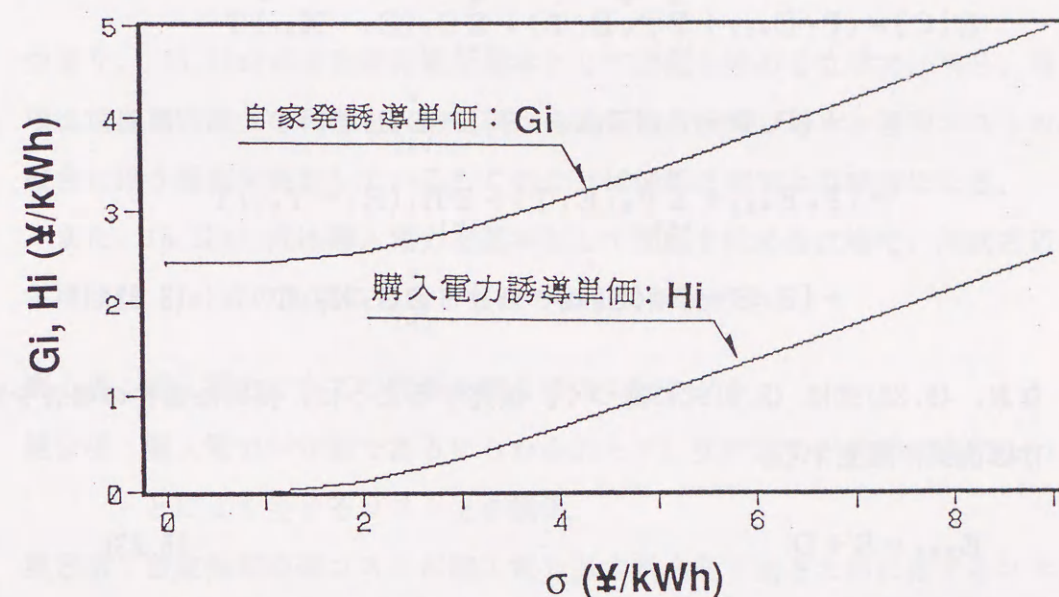


図8.2 自家発電誘導単価 $G_i$ , 購入電力誘導単価 $H_i$

### 8.3 基準化とコストの要因

#### <8.3.1> コストと電力の基準化

年間総電力コスト $E[C]$ の値は $S$ ,  $E_i$ ,  $n$ ,  $\sigma$ 等の値によって異なるので、相互の影響の比較を容易にするため百分率法を用いる。具体的な基準値としては $n=1$ ,  $\sigma=0$ の状態、年間総電力コストが飽和するまで $P_i$ を増加させたときのコストの上限をもって100%とする。すなわち均一料金制度の下で自家



発電燃料費が確定するが、自家発を使用せずに購入電力のみで賄ったときのコストが基準である。また  $S$ 、 $D$  および  $E_i$  は  $E_{\max} = \max \{E_i\}$  を100%と置いて基準化する。

### <8.3.2> コストの要因

年間総電力コストを表わす(8.10)式の並べ替えを行なう。これより自家発電導入と購入電力の要因分析が容易になる。

$$E[C] = (P_f E_{\max} + \sum_{i=1}^m P_v^o E_i T) + \sum_{i=1}^m G_i (E_i - X_{pi}) T \\ + \{P_o D - P_f (E_{\max} - S)\} - \sum_{i=1}^m H_i Y_{pi} T \quad (8.21)$$

$$= (P_o E_{\max} + \sum_{i=1}^m P_{oi}^o E_i T) + \sum_{i=1}^m H_i (E_i - Y_{pi}) T \\ + \{P_f S - P_o (E_{\max} - D)\} - \sum_{i=1}^m G_i X_{pi} T \quad (8.22)$$

なお、(8.22)式は(8.9)式に基づく。後述するように、特殊な条件の場合を除けば次式が成立する。

$$E_{\max} = S + D \quad (8.23)$$

(8.23)式は、自家発電と購入電力の総容量が需要の最大値に一致するという条件である。これを(8.21)式、(8.22)式に代入すると次式が得られる。

$$E[C] = (P_f E_{\max} + \sum_{i=1}^m P_v^o E_i T) \\ + \sum_{i=1}^m G_i (E_i - X_{pi}) T - (P_f - P_o) D - \sum_{i=1}^m H_i Y_{pi} T \quad (8.21a)$$

$$= (P_o E_{\max} + \sum_{i=1}^m P_{oi}^o E_i T) \\ + \sum_{i=1}^m H_i (E_i - Y_{pi}) T - (P_o - P_f) S - \sum_{i=1}^m G_i X_{pi} T \quad (8.22a)$$

ここで、(8.21a)式の各項は次のように解釈できる。

第1項：自家発電で全ての需要を賄う場合の総コスト。

第2項：自家発電運用コストが安価であるにもかかわらず、設備規模が需要に満たないことにより生ずるコスト上の損失。

第3項：購入電力の基本料金が自家発電設備コストを下回るために生ずるコスト上の利得。

第4項：購入電力により生ずるコスト上の利得。

つまり、(8.21a)式は自家発電を基本として問題を眺める立場で、第3、第4項は購入電力導入の利得を、第2項は自家発電の設備コストと運用コストの非整合に伴う損失を表わしている。このことは後節の例でより明確になる。

また、(8.22a)式は購入電力を基本として問題を眺める立場で、同式右辺の各項は(8.21a)式の各項に対応して次のように解釈できる。

第1項：購入電力で全ての需要を賄う場合の総コスト。

第2項：購入電力が安価であるにもかかわらず、契約電力が需要に満たないことにより生ずるコスト上の損失。

第3項：自家発電設備コストが購入電力基本料金を下回るために生ずるコスト上の利得。

第4項：自家発電により生ずるコスト上の利得。

以上のことより2つの誘導単価は、購入電力・自家発電運用のコストでみた相対的優位性を示す指標になっていることがよくわかる。

### 8.4 清掃工場の例

本節では、まず初めに特定の自家発電需要家の負荷パターンをもとに、シミュレーションに必要な条件の設定を行なう。次に季時別料金の料金比と燃料費の不確定性を独立に変化させたときの  $S$ 、 $D$  の反応の様子、続いて年間の総電



力コストについて検討を加える。なお、 $P_f$ はここでは取り扱いの簡便さの上から年経費率ベースで算定するものとし、他の変数との整合をとるため $¥/kWh$ の単位を用いる。

#### <8.4.1> 負荷と燃料費・料金比の設定

(1) 負荷曲線の設定 負荷の対象として愛知県内のB清掃工場（購入電力量  $6GWh/yr$ 、自家発電電力量  $8GWh/yr$ ）の日負荷曲線を使用する。図8.3は同施設の四季の平日の典型的な負荷曲線であり、その負荷率は81.3%、夜間率は38.4%となっている。本施設での毎日のごみ焼却業務はほぼ安定しており、年間を通じての大きな差異はみられない。ただし休日・祝日についてはリサイクルなどに関連する業務が休止することもあり日中の負荷ピークは若干低めである。マクロな特性の把握では休日の日負荷曲線は大きな影響を与えないことを仮定しこれを除外する。なお、図8.3は前章の図7.3と同一のものである。

日負荷曲線の例として清掃工場の電力需要を選定する理由は次の2つである。第1は、化石燃料などに比較して、ごみの燃焼カロリーの変動、すなわち燃料費の不確定性が比較的無視できないレベルにあることである。第2は図8.4に見られるように、近年の清掃工場では余熱利用の高まりに伴い自家発電の積極的な導入が進展しており<sup>(9)(10)(11)</sup>、自家発電需要家としての位置を確立し始めていることである。また負荷率と夜間率が高く、結果として季時別料金制の導入が盛んな業種であることも特徴である。

(2) 燃料費と料金比の設定 シミュレーションでは、燃料となるごみの $P_g$ を $8.5¥/kWh^{(1)}$ とする。また、ごみを燃料とする場合、その燃料費は電力価格と独立に決まると考えられるので、以下では電力価格が固定（従って $\sigma_p=0$ ）であるとして、 $\sigma_v$ に $0\sim 8¥/kWh$ の中から4種類のケースを想定する。なお、 $\sigma_v$ が $0$ から $8¥/kWh$ まで大きく開いている理由は、上述のようにごみ焼却処理費用の不確定性が大幅に変化した場合を想定する必要があるためである。これらは、技術的には最近のごみの燃焼カロリーの上昇に伴い排熱ボイラおよび出口ガス温度が制約を受け、タービンの部分負荷運転が多くなるため発電効率の低下が起こること<sup>(12)</sup>に関係している。このように $P_g$ と $\sigma_v$ の2つの値

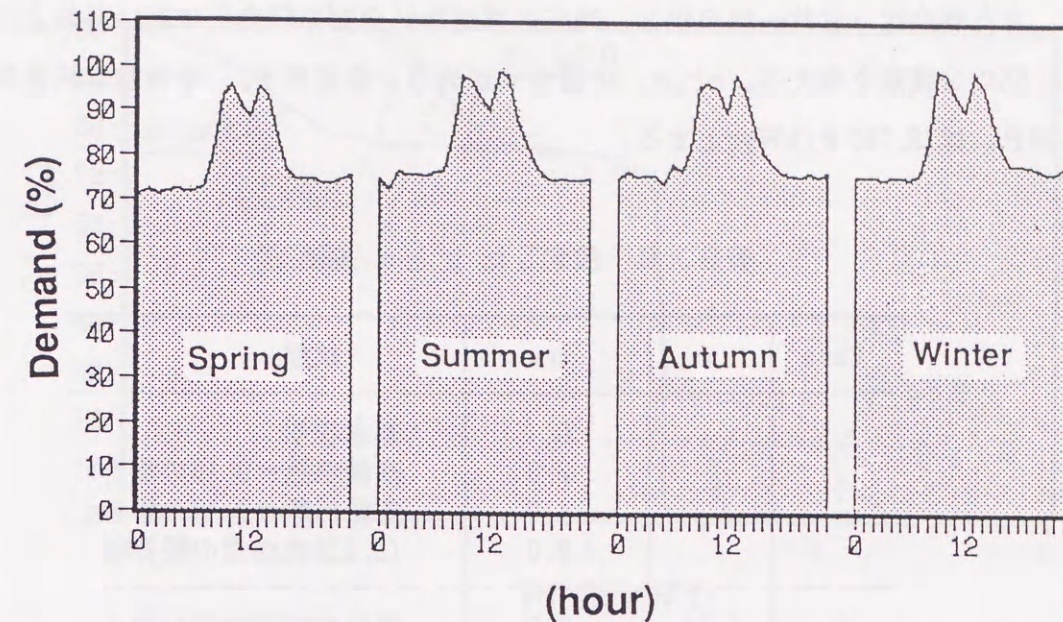


図8.3 日負荷曲線の例

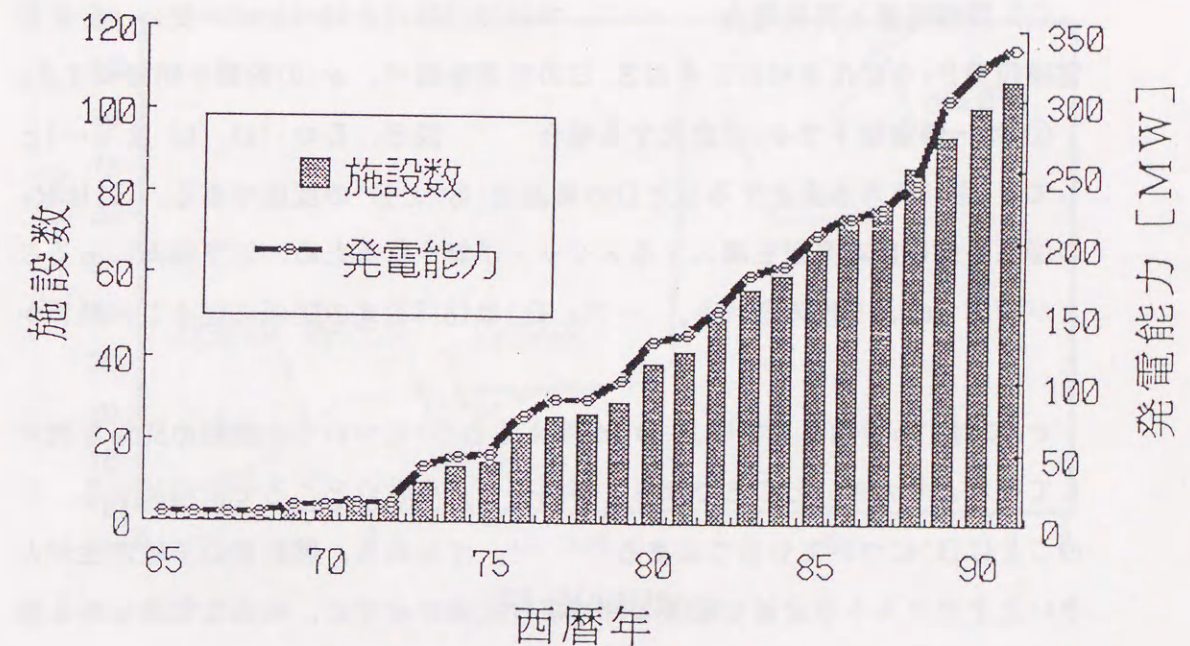


図8.4 発電設備を有する清掃工場の施設数と発電能力



はごみ焼却技術要因に直接、間接に関連するがいずれも現時点では計測方法が確立していないため、上記のように仮定せざるを得ない。

また料金比  $n$  は均一料金制と、現行の季時別料金制の料金比に近い 1 および 1.65 の 2 種類を考える。 $n$  と  $\sigma_v$  の組合せは表 8. 2 に示す。なお基本料金単価  $P_0$  は 18,780 円/kWyr とする。

表 8. 2 設定した  $n$  と  $\sigma_v$  の値

Case	$n$	$\sigma_v$	状態
1	1	0	基本状態
		2.0	変動係数=0.19の場合
		4.0	変動係数=0.47の場合
		8.0	(8.23)式成立の限界値
2	1.65	2.0	現行のTOUPに近い値

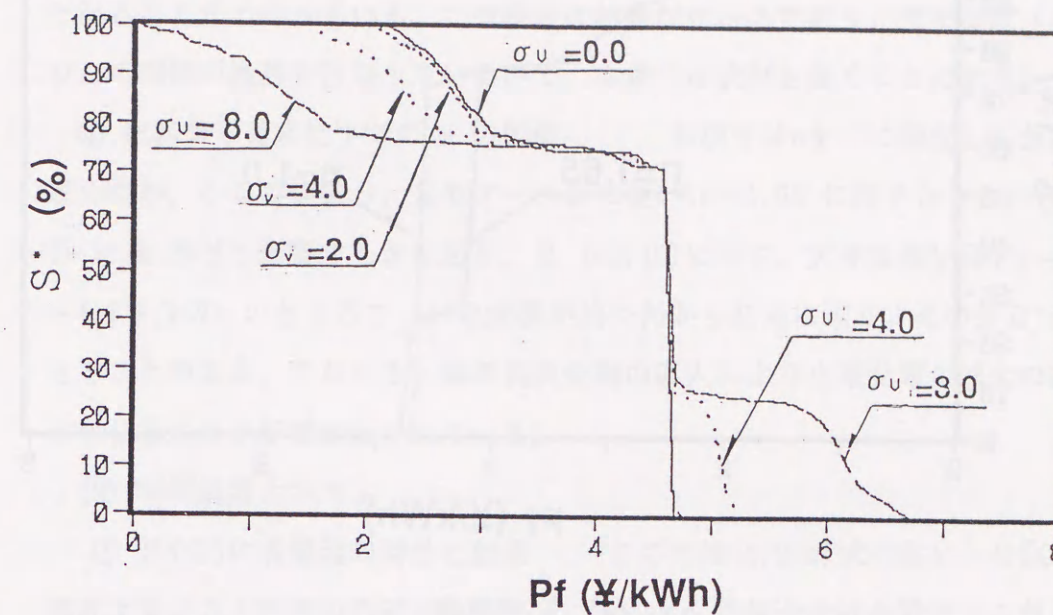
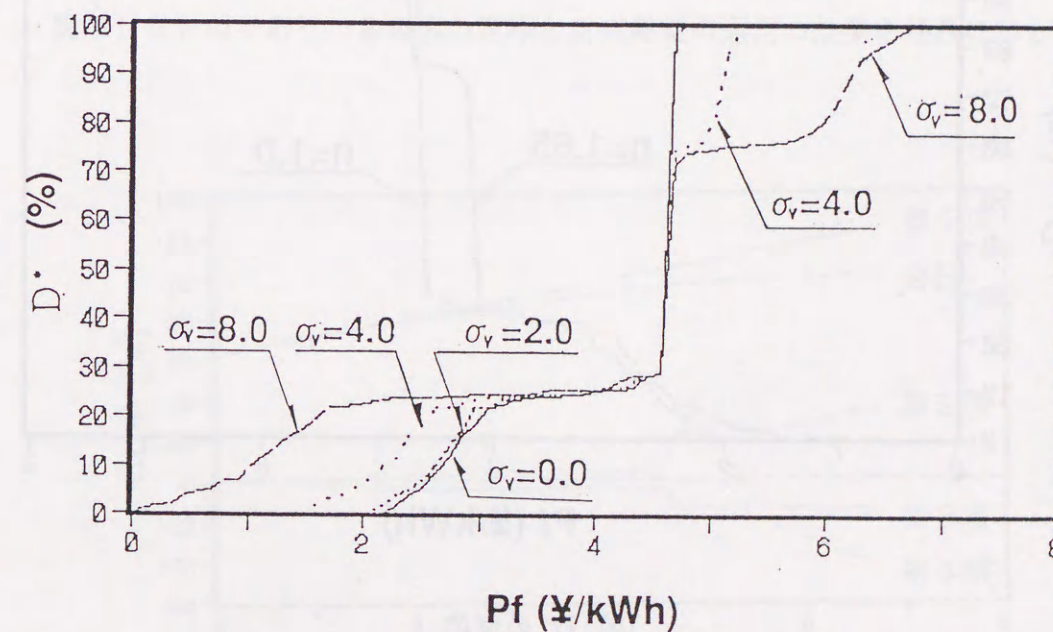
#### <8. 4. 2> 燃料費不確定性下の反応

(1) 設備容量と契約電力 ここでは(8.10)式と(8.11)式に従い、自家発電建設費  $P_f$  を変化させたときの  $S$ 、 $D$  の反応を調べ、 $\sigma_v$  の影響を明確にする。

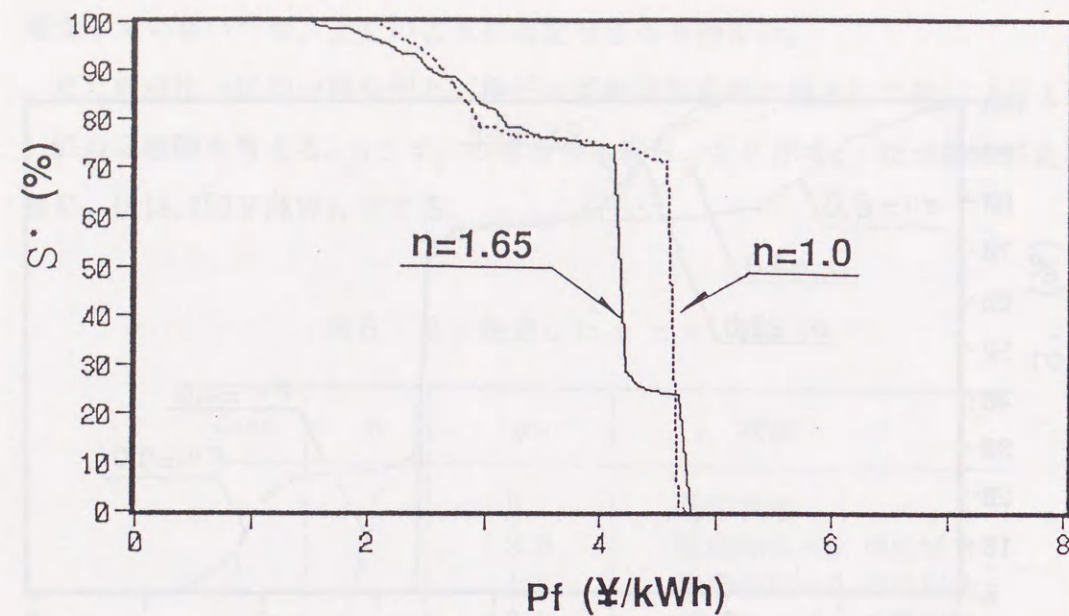
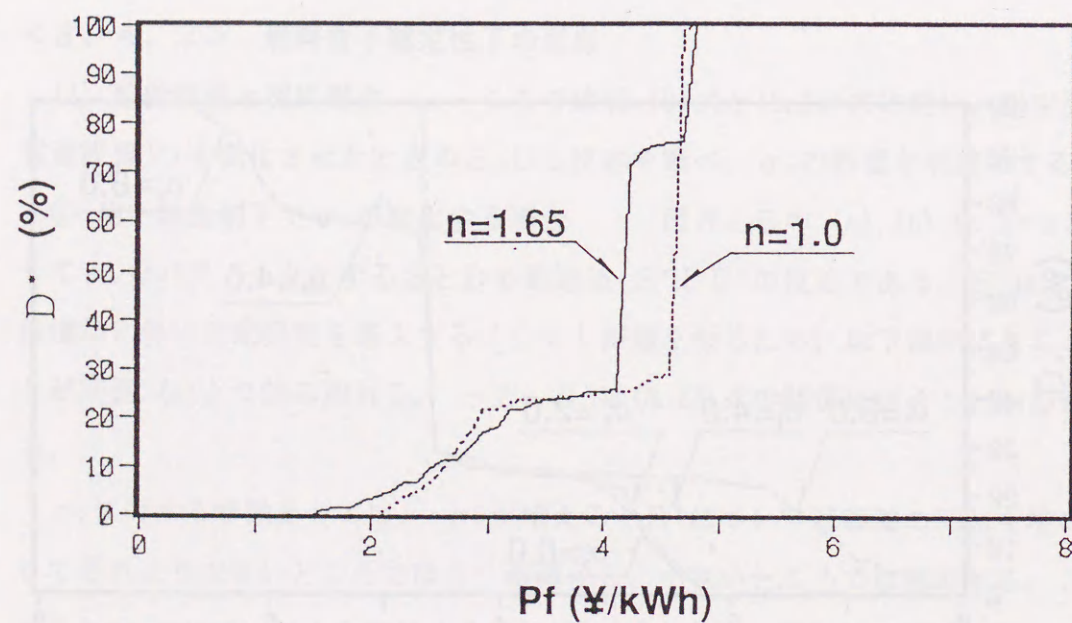
① 均一料金制下で  $\sigma_v$  が変化する場合 図 8. 5 の (a)、(b) は  $n=1$  として  $\sigma_v$  をパラメータとする  $S$  と  $D$  の最適値  $S^*$  と  $D^*$  の反応である。 $S^*$  は  $P_f$  の増加に伴い自家発電を導入するメリットが無くなるため、低下傾向にあることが同図 (a) より読み取れる。一方、 $D^*$  は(8.23)式の関係に従うことがわかる。

$\sigma_v$  に対する特徴としては、 $\sigma_v$  が増えると  $S^*$  については縦軸の 50% を境にしてそれより大きいところでは  $S^*$  が減少し、小さいところでは増加する。このことは  $D^*$  についても当てはまる<sup>(1)・(5)</sup>。すなわち、燃料費の不確定性が大きいときはコストの安価な電源の片方だけに依存せずに、高価な電源もある程度導入する方が平均的に有利なことを示している。

なお、 $S^*$ 、 $D^*$  には前述のように補完関係があり、通常は(8.23)式が成立する。ただし、自家発電運用コストの不確定性が非常に大きいとき(本例では

(a)  $S^*$  の反応(b)  $D^*$  の反応図 8. 5  $S^*$  と  $D^*$  の  $P_f$  に対する反応 ( $n=1$ )



(a)  $S^*$  の反応(b)  $D^*$  の反応図8.6  $S^*$  と  $D^*$  の  $P_f$  に対する反応 ( $\sigma_v=2$ )

$\sigma_v \geq 8.1 \text{ ¥/kWh}$  は

$$E_{\max} < S^* + D^* \quad (8.24)$$

となることがわかっている。この場合は特殊なケースであり、また文献(13)でこの問題の検討を行なっているので、本章では検討を省くことにする。

② 燃料費不確定性下での  $n$  の影響 前項では  $n$  を 1 に固定して分析を進めたが、ここでは表 8.2 のケース 2 に従い  $n=1.65$  に増えたとき、 $S^*$ 、 $D^*$  に  $n$  がどう影響するかを図 8.6 (a), (b) に示す。大きな違いは  $P_f=4.2 \sim 4.7 \text{ ¥/kWh}$  のところで  $S^*$  の規模が約 75% から 25% に減り、その分  $D^*$  が増えることである。すなわち、季特別料金制の導入により自家発電の拡大の抑制が生じることが明瞭に示されている。

## (2) 年間総電力コスト

①  $E[C]$  の各要因の特性と効果 ここでは (8.21a) 式に従い、 $E[C]$  を構成するコスト要因の内訳を検討する。 $\sigma_v$  と  $n$  の組合せは多数考えられるが燃料費不確定性下の反応を明確にするため、(8.23) 式の限界である  $n=1$ 、 $\sigma_v=8.0 \text{ ¥/kWh}$  のケースを取り上げ、その全体の様子を図 8.7 に示す。同図 8.7 は総コストの期待値  $E[C]$  を (8.21a) 式の各項に分解し、 $P_f$  の関数として図示したものであり、各要因の意味と自家発電の運用の効果を明瞭に示してい

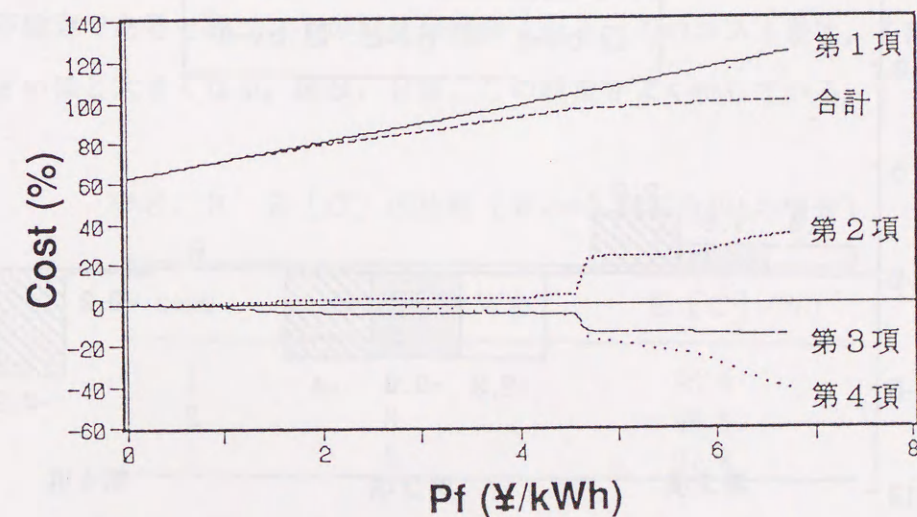


図8.7 (8.21a) 式のコスト要因の内訳



る。第1項は、自家発電で全てを賄う場合のコストであり、 $P_f$ の増大に比例して増大する。第2項は自家発電の燃料費と設備費がアンバランスなために生ずる損失分で、図からわかるように $P_f$ が小さく、自家発電が購入電力に比して相対的に有利なうちは殆ど0であるが、 $P_f=4.6$  ¥/kWhを超え総合コストで購入電力が有利になってくると急激に増加する。第3項は、購入電力利用の基本料金の利得（コストでの表示のためマイナスとなっている）で、第4項は購入電力利用の運用コスト上の利得で、いずれも $P_f$ が小さいうちは無視できる大きさである。しかし、 $P_f>4.6$  ¥/kWhになると利得が形に現れ、特に第4項は運用コストに関与する項のため、 $P_f$ の増大とともに急激に増大している。

以上を合計したコストは $P_f$ が小さく自家発電が相対的に有利なうちは、 $P_f$ とはほぼ直線的に増加するが、ある程度 $P_f$ が増大すると、購入電力を利用することによってコストの増大が防がれている。すなわち、合計と第1項の差として、自家発電需要家の購入電力を利用する効果が図に明瞭に示されている。これらの各項の大きさを燃料費不確定性の指標 $\sigma_v$ をパラメータとして、図8.8に示す。ここでは $P_f=3.88$  ¥/kWhのケースを取り上げている。 $\sigma_v$ が大きいほど各項のコストが大きくなるのがわかる。

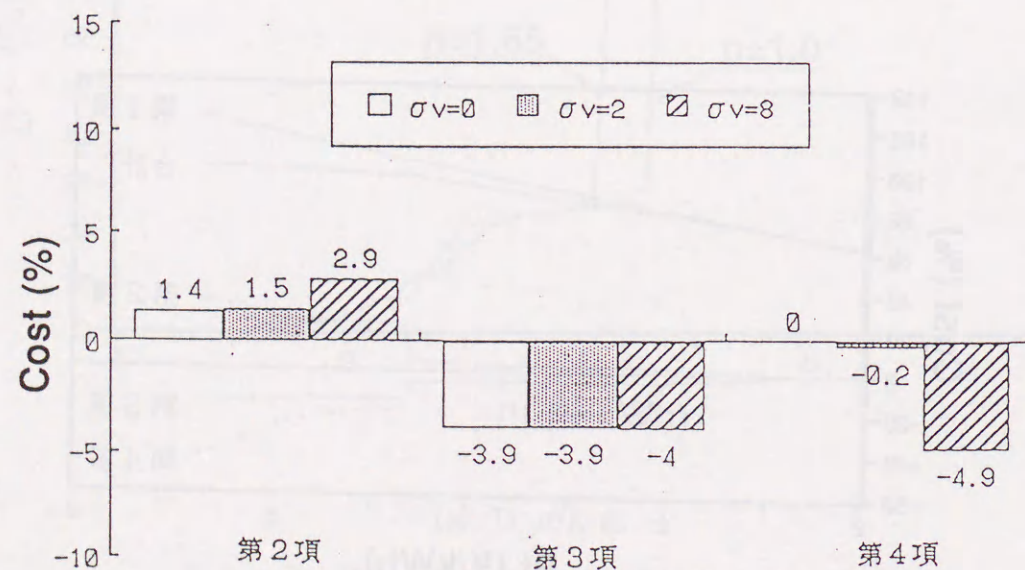


図8.8 (8.21a)式の各項の大きさ( $P_f=3.88$  ¥/kWh)

## ② 燃料費の不確定性を考慮することによるコスト低減効果

ここで、燃料費の不確定性がコストにどのような影響を与えるかを検討する。まず不確定性の考慮の有無によってコストがどのように変わるかをみるために、次の3ケースを比較する。

ケース1：燃料費が確定的のとき( $\sigma_v=0$ )。

2：最適運用則は燃料費が確定的であるとして定め、その後、実際の燃料費が不確定性を持つとするとき( $\sigma_v=8$ )。

3：燃料費が不確定性を持ち、最適運用則もこれを考慮して定めるとき( $\sigma_v=8$ )。

これらの総コストを表8.3に示す。ケース2では、ケース1に比較して1%以上コストが上昇しており、はじめから燃料費の不確定性を考慮しないとコストが増えることが示されている。一方、ケース3では、ケース1、2の両者に比べてコストがかなり低下している。ケース2との対比でこうなることは当然であるが、ケース1の確定的な場合に比しても低下するのは次の理由による。燃料費が不確定であると、燃料費が平均よりも安い場合が確率的に存在し、その場合には平均的な場合に比べ総コストが低い運用ができる。逆に燃料費が高くなる場合では、購入電力（この表では購入電力価格は確定的としている）を利用して、総コストの上昇を抑えることができる。このため、差引きの燃料費が不確定であると総コストの期待値は低くなる。このコスト差は、不確定性が大きいほど大きくなる。図8.9は、この状況をよく示している。

表8.3  $E[C]$ の比較( $P_f=3.88$  ¥/kWhの場合)

case	$\sigma_v$ (¥/kWh)	$E[C]$ (%)
1	0	95.4
2	8	96.6
3	8	91.8



## 8.5 まとめ

燃料費と電力量料金間に不確定性があることを前提に、季時別料金制度を導入する自家発電需要家を対象として、その設備容量と契約電力の規模を決定するための最適化問題を考えた。その中で季時別料金を決定するための新たなモデルを提案し、さらに、自家発電需要家の年間総電力コストの要因を分離する新しい分析手法を提案した。本手法を特定の清掃工場の日負荷曲線にあてはめ、具体的な検討を行なった。この結果、燃料コストの不確定性要因が最適な自家発電設備容量・運用法等に大きな影響を持ち、その考慮が自家発電需要家にとって重要であることを示した。一方、季時別料金制度の導入は、自家発電の拡大の抑制につながることも示した。

以上の結果はある特定の清掃工場の電力需要形態に適用した場合のことである。結果の定性的な意味は一般的に適用できるものである。

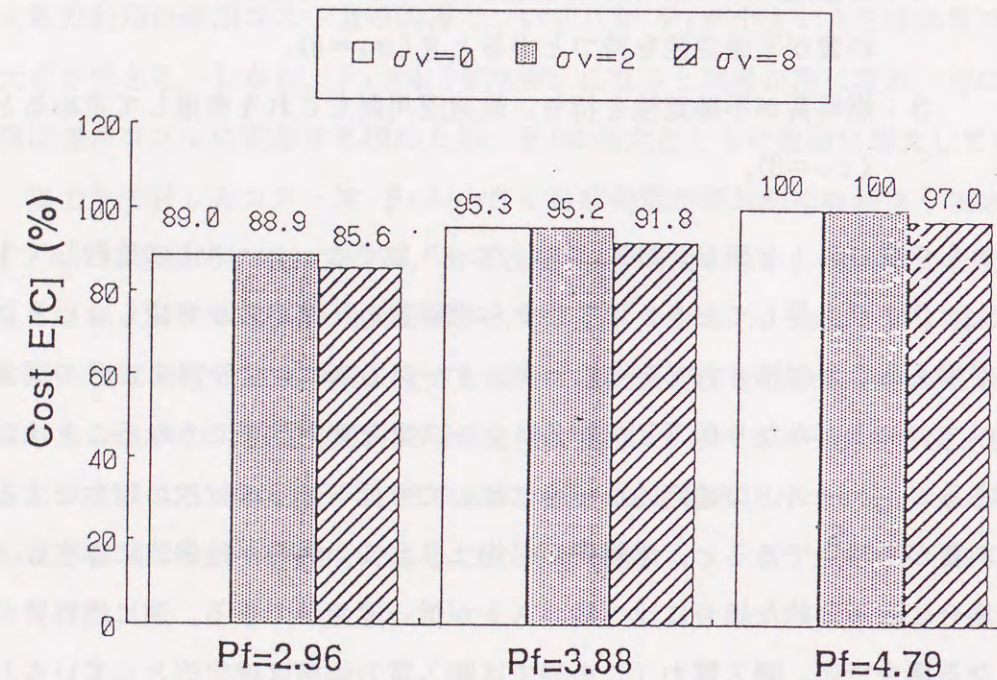


図8.9 年間総電力コストの期待値



## 8章の文献

- (1) 土屋：「燃料価格不確定性のもとでの自家発最適運用」，電気学会電力技術研究会資料，PE-91-105 (1991)。
- (2) 土屋，榊原：「季時別料金制度を導入する自家発需要家の料金単価比反応」，計測自動制御学会東北支部第129回研究集会資料，129-6 (1991)。
- (3) 松橋，石谷，林，茅：「不確実な需要の下での電源の最適規模構成」，電学論C，111巻，8号，332-339 (1991)。
- (4) 浅野，他：「業務用需要の季時別料金に対する反応解析」，エネルギー・資源学会第7回エネルギー・システム・経済コンファレンス講演論文集，2-1 (1991)。
- (5) A. Maeda, Y. Kaya: "Optimum operation of non-commercial power plants under time of use pricing", IFAC/IFORS/IAEE International Symposium on Energy Systems, Management and Economics, pp. 281-286 (1989)。
- (6) 茅，林，呂：「不確定性を考慮した新しい電源計画モデル」，電学論C，109巻，4号，pp. 246-253 (1989)。
- (7) EPRI: Commercial and Industrial Response to Time-of-Use Rates: Methodology and Case Studies, EA-4206 (1985)。
- (8) 土屋，茅：「産業電力需要と季時別料金制度」，電学論B，109巻，12号，pp. 545-551 (1989)。
- (9) 土屋：「ごみ処理施設の電力需要関連統計」，第9回電気設備学会研究発表会論文，E-8，pp. 157-160，(1991)。
- (10) 厚生省生活衛生局水道環境部編：「日本の廃棄物 '91」，(社)全国都市清掃会議，pp. 83-86 (1991)。
- (11) 内山：「動きだした未利用エネルギー開発」，エネルギー・資源，Vol. 12, No. 1, pp. 119-121 (1991)。
- (12) 紅村：「ごみ発電」，電設工業，Vol. 37, No. 10, pp. 55-56 (1991)。
- (13) 土屋：「季時別料金制度のもとでの自家発最適容量」，平成3年電力・エネルギー部門大会論文集(論文Ⅱ)，No. 135, pp. 69-70 (1991)。

## 第9章 ごみ焼却発電における逆潮流電力量の推定モデル

### 9.1 まえがき

経済成長に伴い，わが国のごみの発生量のみならずごみ焼却施設の消費電力量が急激に伸びている。このためごみ焼却施設の更新と施設の省エネルギーは，わが国のごみ処理行政分野の最も重要な課題になっている。長期的な戦略としては，ごみ焼却施設で必要とされる電力エネルギー需要はごみ焼却発電によるエネルギーで賄うことが求められる。さらに，ごみ焼却発電による余剰電力の電力系統への供給は，電力供給市場で大きな影響力を持つことが知られてきた。

系統負荷率の低下を引き起こす電力需要の緩和策として，非電気事業で発電した余剰電力の電気事業による買取りが 1992年（平成4年）4月より開始した。これは再生可能エネルギー，および新エネルギーの有効利用に積極的に対応する表れである。この動きと時を同じくして，通商産業省・資源エネルギー庁は一般の高圧および低圧の配電線を用いた逆潮流電力に焦点を当てた，新エネルギー発電に係わる系統連系技術要件ガイドラインを整備している。そこではごみ焼却発電は分散型発電システムとして重要な意味を持つものと考えられる<sup>(1)</sup>。

ここ数年の間に，わが国のごみ焼却発電システムは急激な伸びを示している。1992年現在で発電機を設置するごみ焼却施設の数109，合計の発電容量は340 MWとなっている（前章の図8.4を参照）。また，昭和63年度の全国のごみ処理施設で消費された購入電力量は，日本の国内で消費された電力量の0.25%を占めるまでになっている。これらの状況のもとでごみ焼却発電の将来を考える場合，

- ① ごみ処理施設の発電出力と，同施設の消費電力量を説明するシナリオの設定
- ② 逆潮流電力量の推移の把握

ということが新たな課題となる。この課題に対して，ごみ処理行政を受け持つ



厚生省の発表<sup>(2)</sup>は必ずしも明快ではない。いずれにしてもこの課題に対しては、ごみ焼却処理の長期分析モデルの構築が必要となる。

本章の目的は、ごみ焼却発電で発電される逆潮流電力量を予測する長期の一般的なモデルを作ることにある。ここではモデルを構築する場合の基準ならびにモデルの構造について説明する。まず、第2節でごみ焼却発電の成長に関係する基本的な統計量を明らかにする。続いて第3節と第4節でごみ焼却炉の処理能力と発電機容量の予測を行なう。第5節では今後20年間の発電電力量と消費電力量の間のエネルギー均衡、および逆潮流電力量の予測を行なう。

## 9.2 ごみ焼却発電の基本統計値

### <9.2.1> 年間ごみ焼却処理量の推移と将来予測

全国レベルのごみ発生量は年々増加の一途をたどっている。1965～1989年の4半世紀にわたる全国の年間ごみ焼却処理量の実績値、ならびに指数成長モデルを用いた1989年～2010年の推定値を図9.1に示す。この成長モデルでは

- ①成長率は年間のごみ処理量に比例する,
  - ②その成長率は最大の能率で機能する,
- という2つの仮定を置く。すると

$$dW/dt = \mu W \quad (9.1)$$

ここでWは年間ごみ焼却処理量、 $\mu$ は成長率である。

(9.1)式を積分すると次式が得られる。

$$W = W_0 \cdot \exp(\mu t) \quad (9.2)$$

ここで

$W_0$ は基準とする年度(1988年)の年間ごみ収集量の初期値

tの単位は年

である。成長率 $\mu$ は公表されている1978～1989年の12年間の実績値<sup>(3)</sup>を用い、最小二乗近似して求める。このモデルに基づいて補外を行なうと、2010年では74 Mtonが得られ、1988年度の約210%の伸び率となる。

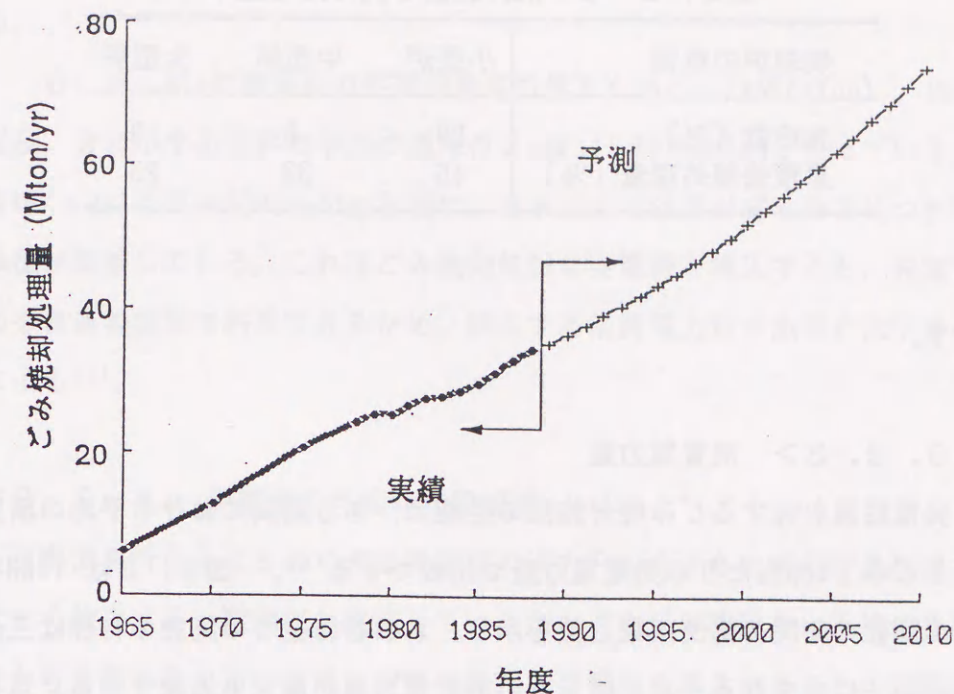


図9.1 全国年間ごみ焼却処理量の傾向と将来予測

### <9.2.2> 焼却処理施設の分類

分析では1988年度における全国1,876ヶ所の処理施設の内、1,816施設を対象とする<sup>(4)</sup>。残りの60施設は休炉、およびデータの欠損があるため対象には含まない。同年度の焼却処理量の総量は34.4Mtonと公表されている<sup>(3)</sup>が、本章で分析の対象とする焼却処理量の総量はこの内の約95%の32.6Mtonである。5%の違いはデータの欠損の影響と考察する。このため、以下の分析では各焼却処理施設の焼却量を1.05倍(=1/0.95)し、数値補正を行なった値で検討を進める。一方、ごみ焼却施設の規模を焼却炉の処理能力Bの大きさに応じて3つのグループに分類する。すなわち

小規模炉： $0 < B_i \leq 200$  (ton/day)

中規模炉： $200 < B_i \leq 500$

大規模炉： $500 < B_i$

ここで添字 i は各施設の通番である。この通番については後述する。表9.1はこれらの施設の数の割合と、それぞれに対応する年間のごみ処理量の割合を



表9.1 ごみ焼却施設と焼却処理量の割合

焼却炉の規模	小型炉	中型炉	大型炉
施設数 (%)	89	8	3
累積焼却処理量 (%)	45	32	23

示す。

### <9.2.3> 消費電力量

発電設備を有するごみ焼却施設の性能は、ある期間における平均の消費電力量とごみ1ton当たりの発電電力量で比較できる<sup>(5)</sup>。図9.2は1988年の個別の施設の年間の総使用電力量を示す。おおむね全ての施設の特性は三角形(o-a-b)に含まれる。点aは合計の消費電力量が最大の施設である。点bはごみ焼却処理能力の最大の施設である。ここで直線(oa)の傾きはごみ焼却処理の電力原単位の概数を表わし、本図では143kWh/tonである。この値は同年の日本のセメント製造業の原単位である113kWh/ton<sup>(6)</sup>よりも高い。なおここ

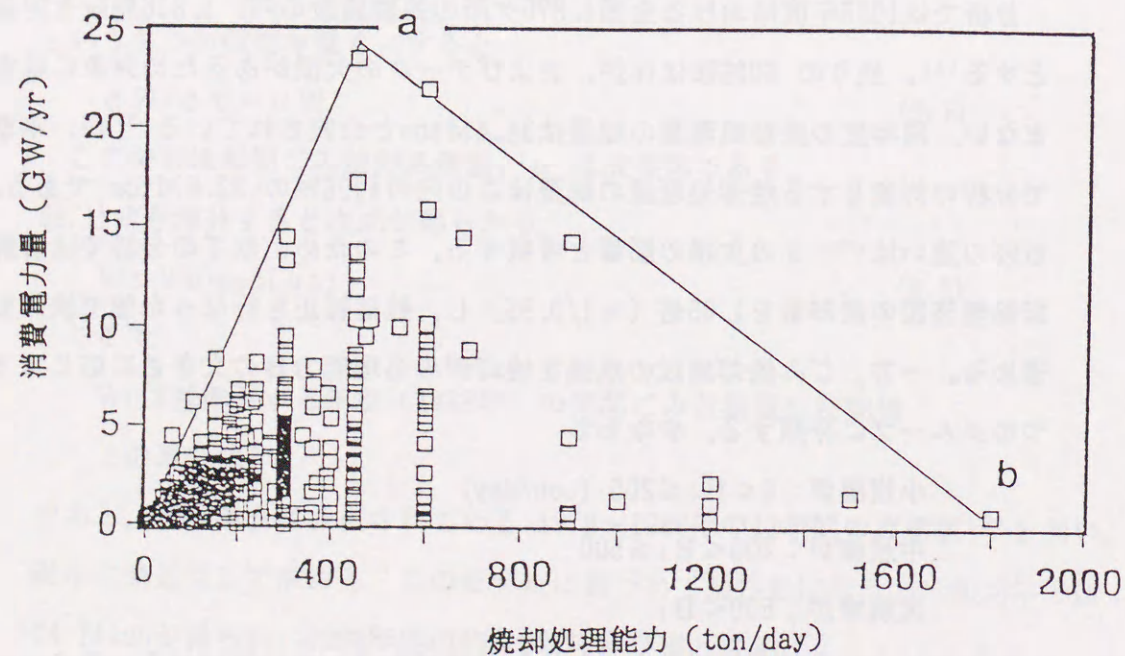


図9.2 全国ごみ焼却施設の消費電力量と焼却処理能力

で示したごみ1tonあたりの平均の電力原単位 $G_i$ は次式で定義されるものとする。

$$G_i = (\text{第}i\text{処理施設の年間消費電力量}) / B_i \quad (\text{kWh/ton}) \quad (9.3)$$

図9.2に示す小型炉の平均の原単位 $G_{st}$ は41.5kWh/tonとなっている。一方、直線(a-b)は $B=500\text{ton/day}$ を境に、それ以上では $B$ が高くなるにつれ電力原単位が激減している。これはごみ焼却施設に発電機を導入すると、発電した電力を自身の施設で利用できるため、購入する消費電力量が急激に低下することによる<sup>(7)</sup>。

### <9.2.4> 逆潮流の可能な施設規模

逆潮流を行なうことのできる発電機の出力 $P$ の大きさは焼却炉処理能力 $B$ に大きく依存する。逆潮流を実施している型のごみ焼却施設を、系統依存型の施設から分離することにより、前者の施設で発電機を導入することの意義が明確になる。図9.3に発電機の定格出力と処理施設の現状の値を示す。ここでは系統依存型の施設は図の左下に集中していることがわかる。逆に逆潮流型の施

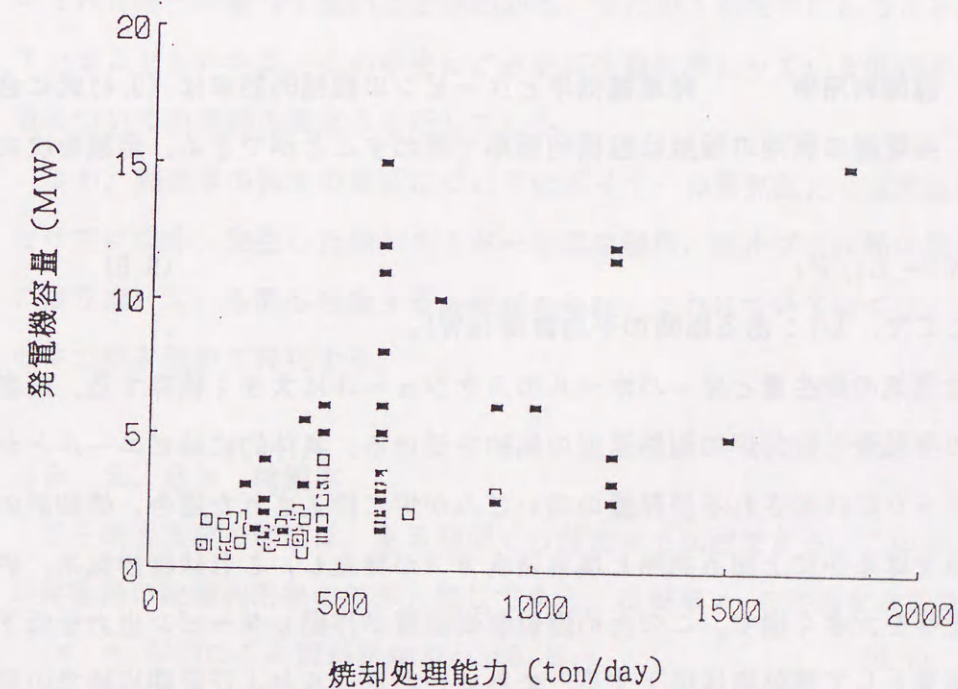


図9.3 発電機容量と焼却施設の処理能力

(1965-1992, ■: 逆潮流型の自家発電設備を持つ施設,

□: 系統依存型の自家発電設備をもつ施設)



設は広く分散している。同図から、逆潮流型の自家発電設備を持つ施設のPとBの規模の下限は、それぞれほぼ1MW, 200ton/day であることがわかる。

### <9.2.5> 発電端熱効率

タービン発電機の発電端熱効率 $\eta_i$ を次式で与える。

$$\begin{aligned}\eta_i &= \frac{\text{発電機出力相当熱量}}{\text{ボイラ入力相当熱量}} \cdot 100(\%) \\ &= \frac{860 \cdot P_i \cdot \lambda_i}{B_i \cdot 1000 / 24 \cdot H} \cdot 100 \\ &= P_i / B_i \cdot \xi_i\end{aligned}\quad (9.4)$$

ここで

$P_i$  : 発電機出力(kW)

$B_i$  : 焼却炉処理能力(ton/day)

$\lambda_i$  : 設備利用率

$H$  : ごみ発熱量(kcal/kg)

$\xi_i$  : 変換係数;  $\xi_i = 2.064 \lambda_i / H$  (ton/day/kW)

(1) 設備利用率 発電機効率とタービンの機械的効率は(9.4)式に含まれる。発電機の利用の程度は設備利用率で表わすことができる。定義を次式に示す。

$$\lambda_i = L_i / P_i \quad (9.5)$$

ここで  $L_i$  : ある期間の平均負荷(kW)。

$L_i$  は蒸気の発生量とオーバーホールのスケジュールに大きく依存する。前者はごみの発熱量と焼却炉の耐熱温度の制約を受ける。具体的にはビニールとかプラスチックに代表される発熱量の高いごみが炉に投入された場合、焼却炉の設計数値をはるかに上回る高熱と塩素腐食ガスが発生し、これは給排気系、炉の熱容量等を大きく崩す。このため燃焼制御装置が作動しタービン出力を低下させ、結果として熱効率は低下する。またオーバーホールおよび定期点検での発電機の停止は平均負荷を低下させる。オーバーホールの期間は1年間に50日程度である。

## 第9章 ごみ焼却発電

(2) ごみ発熱量 ごみの発熱量の実測では Bomb熱量計<sup>(8)</sup>が使われる。この値はわが国では年々増加の傾向を見せており、最近の都市圏で排出されるごみでは、その低位発熱量は 2,000kcal/kg程度である。

(3) 発電端熱効率の簡易表現 設備利用率の具体的な数値として 0.8~0.85, ごみ発熱量を 1,500~1,800kcal/kg と置くと(9.4)式の変換係数 $\xi_i$ はおおむね 0.9から 1.1に納まる。本来、 $\lambda$ と $H$ には不確定性要因が見られるため、これらの影響は包括的に取り扱うと都合がよい。ここでは平均値を用い $\xi_i = 1$ (ton/day/kW) とする。この値を(9.4)式に代入すると発電端熱効率は

$$\eta_i = P_i / B_i \quad (\%) \quad (9.6)$$

で簡単に表現できる。

現在、わが国のごみ焼却発電施設の発電端熱効率は公表されていない。しかし、公表された発電機出力 $P$ と焼却炉処理能力 $B$ <sup>(9)</sup>をもとに発電端熱効率を(9.6)式から算定できる。この結果を施設の竣工年を横軸にとり、図9.4に示す。本図からごみ発電の発電端熱効率は 3~25%であり、通常の火力発電所のそれに比べて著しく低いことがわかる。また竣工が後年になるほど高くなっていることもわかる。この事実はごみ焼却発電に携わっている関係者のごみ発電についての意識の高まりを示している。

なお、熱効率の低さの理由についてはボイラーの蒸気圧力と蒸気温度の低さだけではなく、発生した熱エネルギーを温室暖房、温水プール等の別の熱利用に振り向けている面も考慮する必要があるが、これについては<9.4.2>の中で項を改めて説明する。

### <9.2.6> 稼働率

ごみ処理施設の性能は、ある期間での稼働率で比較できる。この値はタービン発電機の設備利用率の概念と同じである。稼働率 $\kappa_i$ の定義を次式で与える。

$$\kappa_i = \text{年間のごみ焼却処理量} / (365 \cdot B_i) \quad (9.7)$$

1988年度の $\kappa_i$ の値を図9.5に示す。 $\kappa_i$ の平均値は 0.52である。しかし、 $\kappa_i \geq 1$ となる所が約 50施設あり、焼却炉の定格の処理能力を越えている。かつ、これらのほとんど全ては小規模炉に属している。過剰焼却は炉の寿命を縮



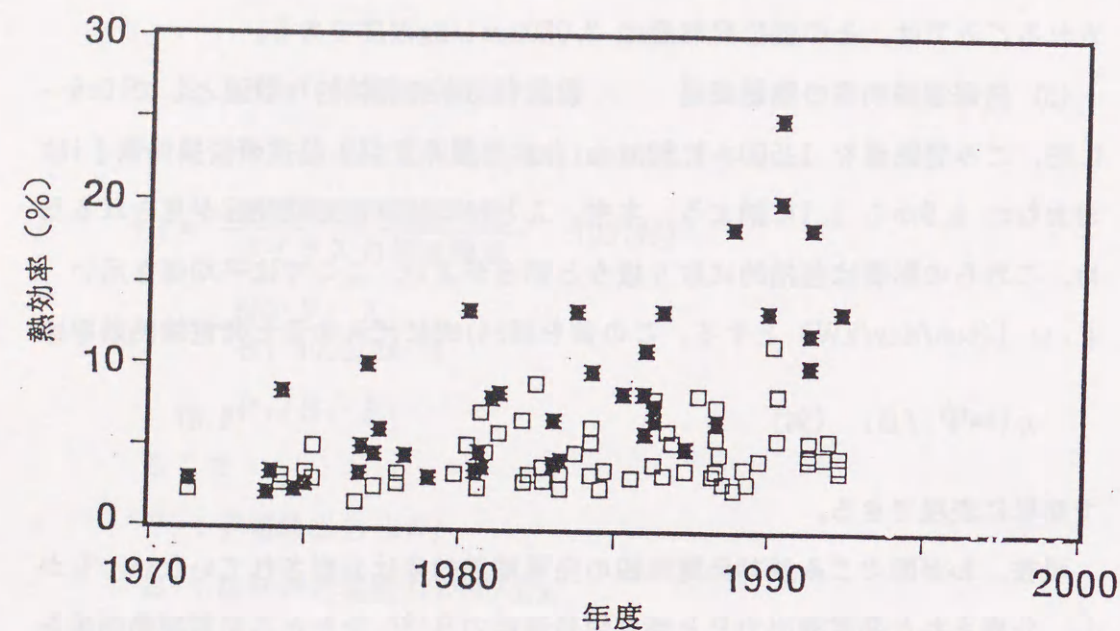


図9.4 発電端熱効率の年推移  
(■: 逆潮流型の自家発電設備を持つ施設,  
□: 系統依存型の自家発電設備をもつ施設)

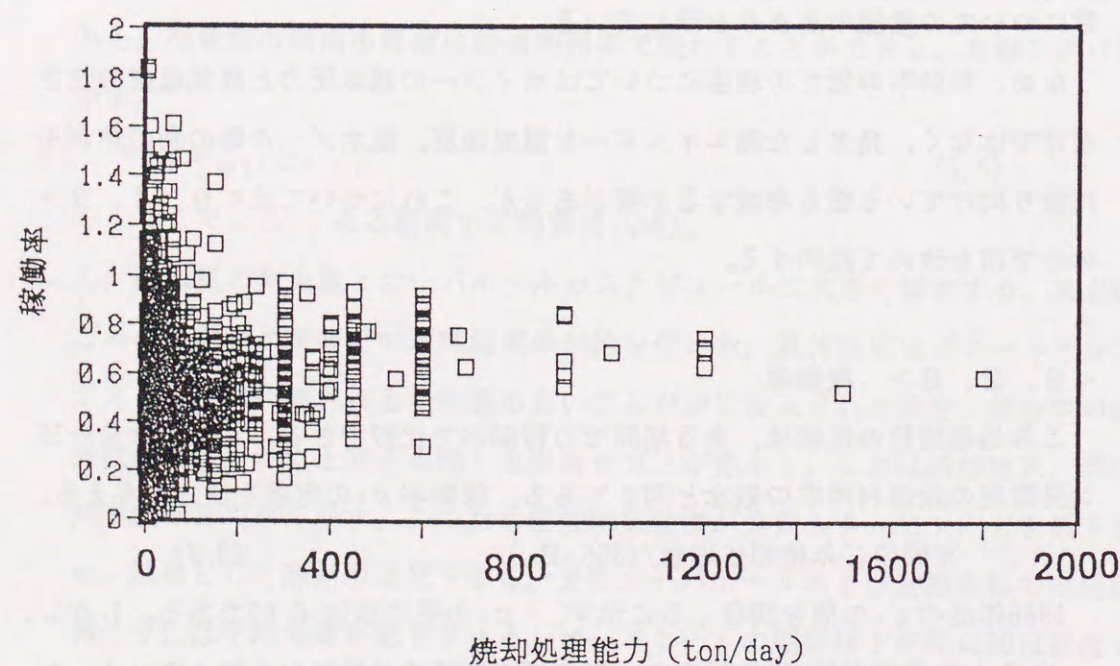


図9.5 稼働率の分布(1988年度)

めるため、自治体にとっては大きな問題である。すなわち、稼働率の低減は全ての型のごみ焼却施設で望ましく、ことに小規模炉では大切なことである。この低減の過程については次節で説明する。

### 9.3 焼却炉の処理能力

本節では焼却炉の処理能力とごみ焼却量の関係について、検討を行なう。

#### <9.3.1> 焼却炉の処理能力の成長率

焼却炉処理能力の伸びについてこれを定式化する場合、個別の施設の処理能力はごみ処理量の伸びとともに変化するが、ごみ焼却施設の総数は一定数であると仮定する。これらの仮定を以下に記す。

- (1) ごみ焼却施設の総数は基準となる年(1988年)と同数とし、1,816施設とする。この仮定では、ごみ焼却施設の新規の建設反対運動を考慮し、1988年の施設数から増加しないものとする。
- (2) 処理能力の成長率の最小値 $\alpha(t, N)$ と最大値 $\alpha(t, 1)$ の平均値は、ごみ焼却処理量の成長率で記述できるものとする(9.2式を参照)。

$$(\alpha(t, N) + \alpha(t, 1)) / 2 = \exp(\mu t) \quad (9.8)$$

- (3) 基準年の最大の焼却施設の処理能力に対する、求めるべき年の施設の最大の施設の処理能力の大きさの比を $\alpha(t, N)$ とする。ここでは異なる2組の期間に対して、この比を以下のように決める。

$$\alpha(t, N) = \begin{cases} 1,800/1,800 = 1.0, & \dots 1988 \sim 1999 \text{年} \\ 2,100/1,800 = 1.167, & \dots 2000 \text{年以降} \end{cases}$$

ここで、1,800は1988年でのごみ焼却施設の最大処理能力であり、図9.2では記号“b”で示された1,800 ton/dayである。

- (4) 時間 $t$ の関数としての第 $k$ 番目の処理施設の処理能力の成長率 $\alpha(t, k)$ は、 $\alpha(t, 1)$ と $\alpha(t, N)$ の間を補間して決める(図9.6を参照)。すなわち

$$\alpha(t, k) = \alpha(t, 1) - c(k) \{ \alpha(t, 1) - \alpha(t, N) \} \quad (9.9)$$



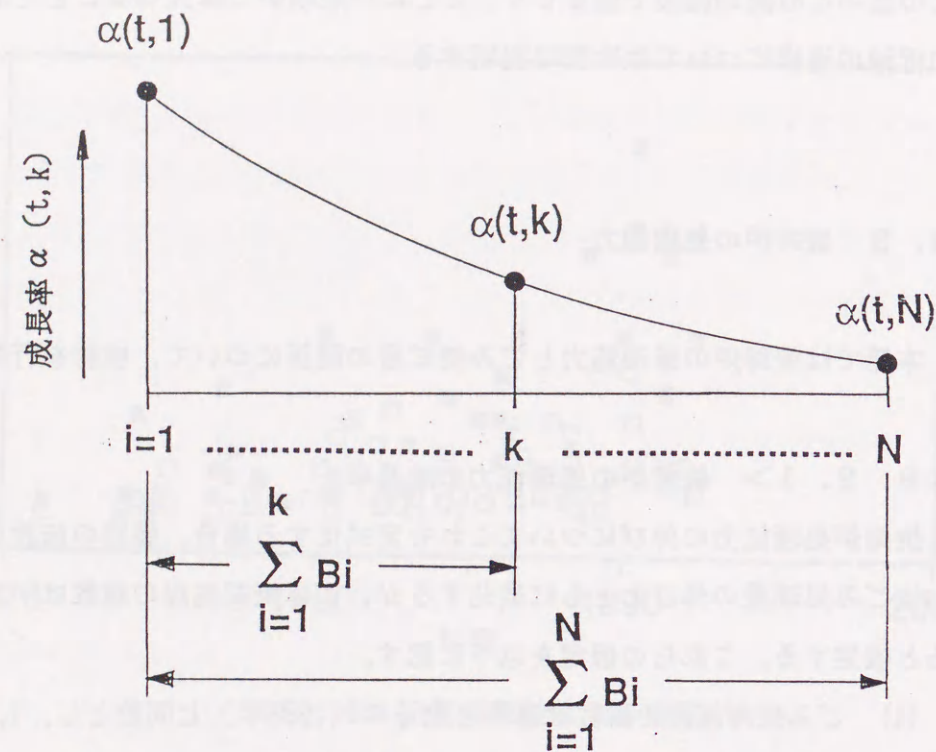


図9.6 ごみ焼却施設の処理能力の成長率  $\alpha(t, k)$  の考え方

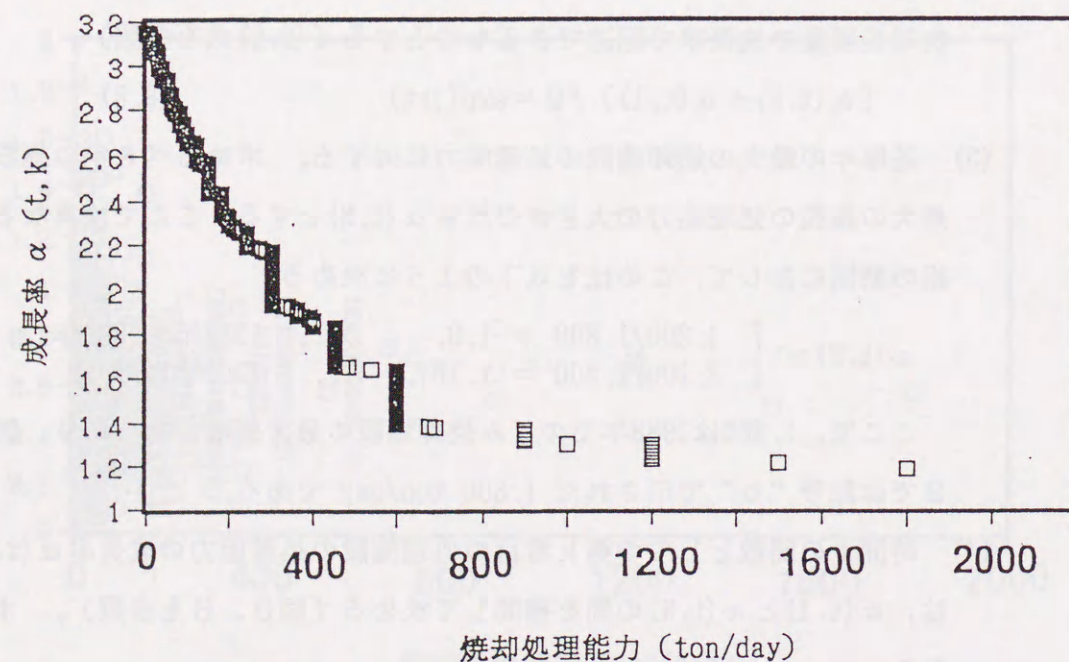


図9.7 ごみ焼却施設の処理能力の成長率  $\alpha(t, k)$   
( $t=2010$ ,  $\exp(\mu t)=2.16$ ,  $\alpha(t, 1)=3.153$ ,  $\alpha(t, N)=1.167$ )

ここで  $c(k)$  は  $B_i$  を昇べきの順に並べたときの累積値の比とする。

$$c(k) = \frac{\sum_{i=1}^k B_i}{\sum_{i=1}^N B_i} \quad (9.10)$$

ここで

$i$  : 処理施設の処理能力を昇べきの順に並べたときの通番。例えば,  
 $i=1$ は処理能力の最小の施設に相当する。

$B_i$  : 1988年のごみ処理施設の定格処理能力。

(9.9) 式の補間法によると小規模施設ほど成長率が高く、大規模施設ほど低い。これは前項で述べた、焼却処理能力が低い領域の稼働率の低下の問題に対する1つの効果的な方策である。図9.7は個別の処理施設の処理能力の伸び率の例を示す。処理能力が離散分布となっているのが1つの特徴である。

### <9.3.2> 処理能力の決定

(9.9)式を用い、処理能力を時間  $t$  の関数として次式で定める。

$$B_i(t) = B_i \cdot \alpha(t, i), \quad 1 \leq i \leq N \quad (9.11)$$

図9.8は処理施設を処理能力別に分けた場合の、処理能力の合計の予測値である。1990年では小規模炉はその割合が最大である。しかし、2010年ではこの割合が逆転し、大規模炉が最大である。このシナリオに見られる規模と割合の変化は、発電電力量ならびに消費電力量の大幅な変化を引き起こす要因である。

## 9.4 発電設備規模

発電設備規模の成長の推定にはいくつかの方法が考えられる。ここでは指数成長モデルと積み上げ法の2つの手法に従い推定を行なう。

### <9.4.1> 指数成長モデルによる発電規模の予測

わが国のごみ焼却処理施設の1978～1988年の10年間では、発電設備規模は年率約20%の伸びを示している。ここでは指数成長モデルによる予測を行なう。

図9.9の“予測(1)”は発電設備規模の急激な伸びを示しており、1978～



1989年の実績から 2010年値を予測すると 2.4GWが得られる。

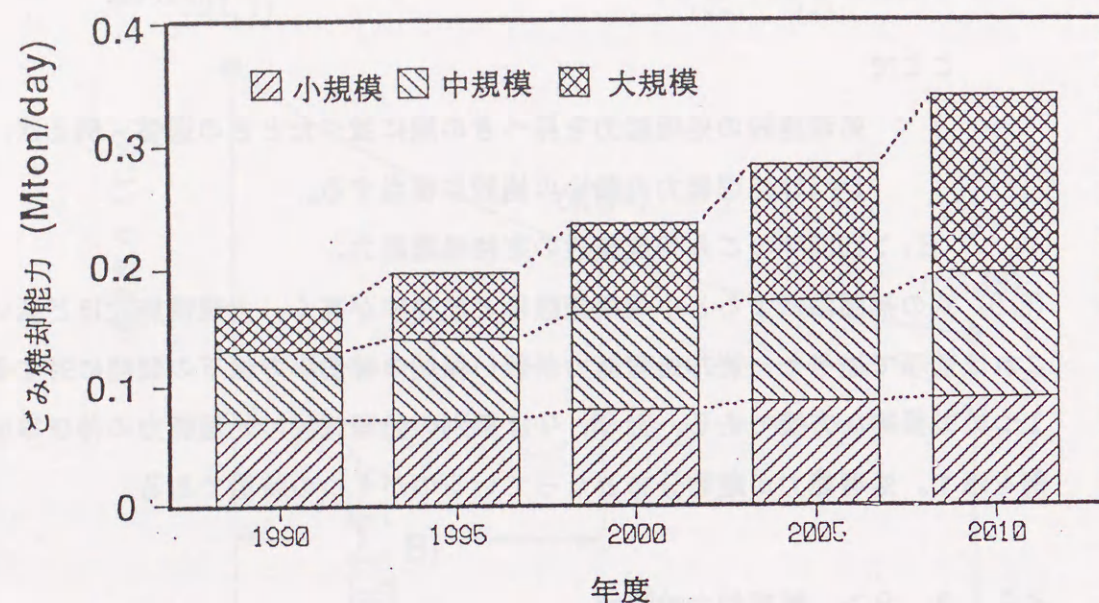


図9.8 ごみ焼却能力の推移

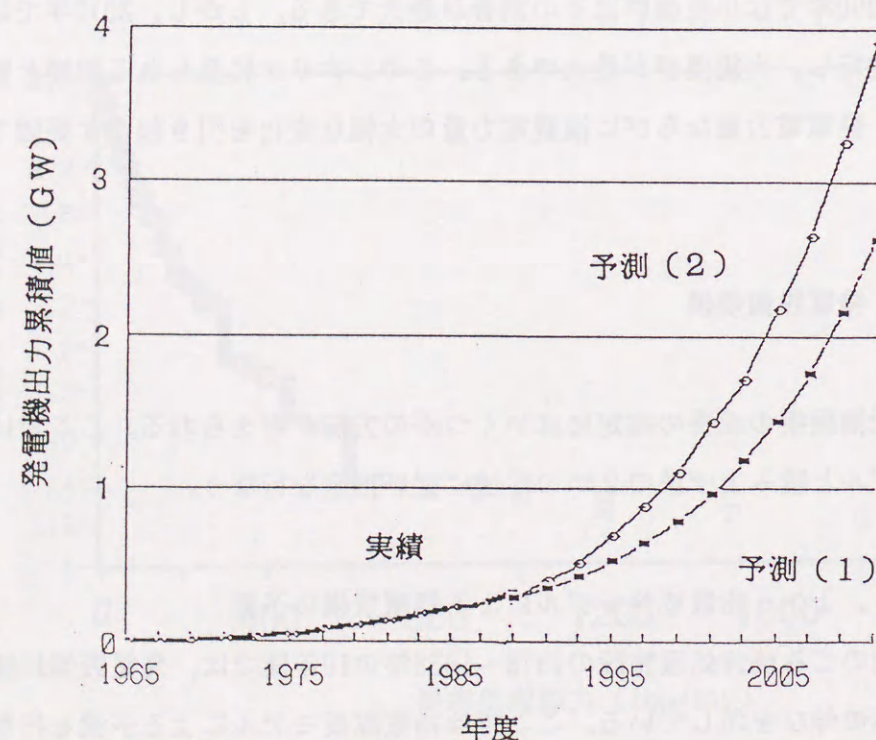


図9.9 発電機出力の年推移

#### <9.4.2> 積み上げ法による発電設備規模の予測

積み上げ方とは個別のごみ焼却施設の発電電力量と消費電力量の2つを、それぞれ積算する手法である。この手法の仮定は次のようである。

- (1) 発電機の最小容量は、処理施設の処理能力の最小値で決定される。その経験値は図9.3に示した 200ton/day である。
- (2) 発電端熱効率 $\eta_i(t)$ は 1988年の基本レベルから2010年の目標レベルまで、時間 $t$ の関数として、一次式でその変化を表わす。
- (3) 大規模施設の熱効率は中規模施設のそれよりも、スケールメリットがみられ、熱効率は高い。
- (4) 中・大規模施設の発電機導入率は、(2)と同様に時間 $t$ の関数として1次式で表わす。

時間 $t$ の関数としての発電機容量の合計値、 $P_A(t)$ 、は

$$P_A(t) = \sum_{i=N-S+1}^N B_i(t) \cdot \eta_i(t) \cdot \varepsilon(t) \quad (9.12)$$

ここで

$\eta_i(t)$ ：処理施設 $i$ の発電端熱効率(%)

$\varepsilon(t)$ ：発電機導入率

$S$ ：小規模施設の全数。

ここで $\varepsilon(t)$ はごみ焼却の余熱を発電に振り向ける割合を表わす。従って $\{1 - \varepsilon(t)\}$ は、例えば温室の暖房、温水プール等への利用となる。表9.2の係数を用いて計算を行なった $P_A(t)$ の結果を、図9.9の“予測(2)”に示す。2010年での発電設備規模の予測値である 3.6GWは、文献<sup>(10)</sup>に示された 3.5GW

表9.2 設定した係数

年度	$\eta$ 中型炉 (%)	$\eta$ 大型炉 (%)	$\varepsilon(t)$	$\lambda_i$
1988	5.2	5.4	0.53	0.83
2000	10.5	13.4	0.68	0.83
2010	15.0	20.0	0.80	0.83



にはほぼ一致する。 $B_i(t)$ 、 $\eta_i(t)$ および $\varepsilon(t)$ の増加の相乗効果のために、導入規模の立ち上がりが著しく大きく、2010年には前述の指数成長モデルによる予測値に比べて、約1.5倍となっている。

### 9.5 電力量の均衡

以下で述べる発電電力量、消費電力量および逆潮流電力量の3項は本章の主要な計算項目である。これらの項では発電電力量と消費電力量の計算式を示し、最終的に逆潮流電力量を求める。

#### <9.5.1> 発電電力量

発電機は中・大型炉に設置されるものとする。(9.6)式を用いることにより発電機をもつ処理施設*i*の発電機の容量は

$$P_i(t) = B_i(t) \cdot \eta_i(t) \quad (9.13)$$

で与えられる。第*i*処理施設の年間発電電力量 $U_i(t)$ を次式で与える。

$$U_i(t) = 8760 \cdot P_i(t) \cdot \varepsilon(t) \cdot \lambda_i \quad (9.14)$$

#### <9.5.2> 消費電力量

処理施設の消費電力量は焼却炉の処理能力に比例すると仮定する。第*i*処理施設の年間消費電力量を次式で求める。

$$D_i(t) = 365 \cdot G_i \cdot B_i(t) \quad (9.15)$$

表9.3はごみ1ton当りの需要電力量、すなわち電力原単位 $G_i$ の典型的な値を示す。小規模炉の $G_i$ は図9.2から得られた値を用いる。同様に、中・大規模炉の $G_i$ はいくつかのごみ処理施設の実地調査に基づく値を用いる。

表9.3 ごみ焼却処理の電力原単位

型	小型炉	中型炉	大型炉
$G_i$ (kWh/ton)	40	70	85

#### <9.5.3> 逆潮流電力量

合計の逆潮流電力量 $R$ を、合計の発電電力量と合計の消費電力量の差で与える。

$$R = \sum_{i=N-S+1}^N U_i(t) - \sum_{i=1}^N D_i \quad (9.16)$$

図9.10は(9.16)式のそれぞれの項の予測値を示す。 $R$ が零になるのは1993~1995年である。さらに2010年には合計の発電電力量は合計の消費電力量の約3倍になる。ここで電力系統への合計の逆潮流電力量は18TWhである。この値は電気事業審議会が既に公表した2010年の分散型発電設備の発電電力量(25TWh)<sup>(11)</sup>の4分の3に相当する。同じく日本の電力供給目標(1,109TWh)の1.6%に貢献する。

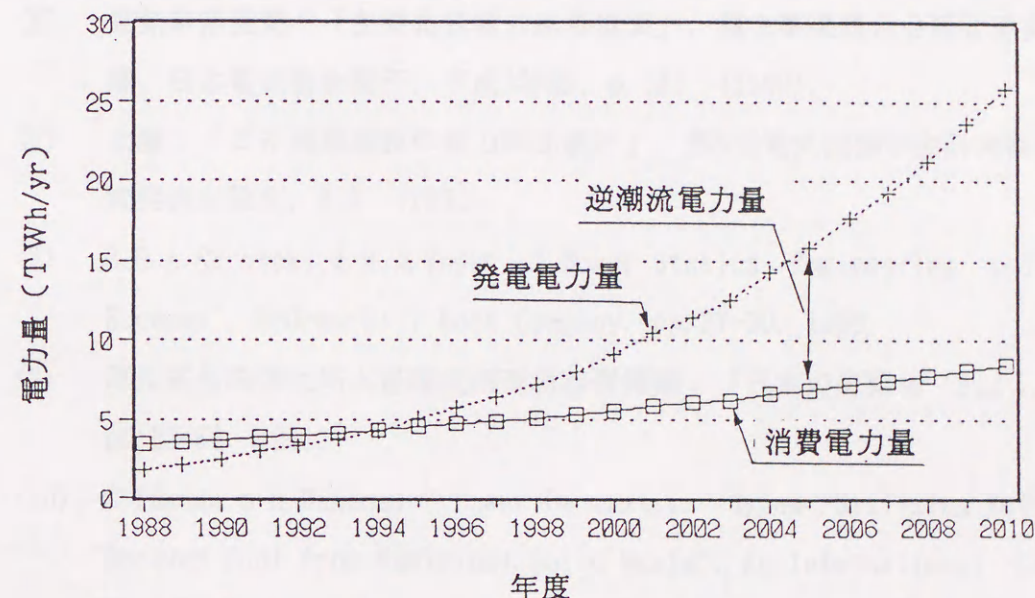


図9.10 消費電力量、発電電力量および逆潮流電力量の推移予測



## 9.6 まとめ

日本国内のごみ焼却発電に関わる発電機総出力と、これから発電される逆潮流電力量の長期予測モデルを構築した。ここでは個別のごみ焼却施設の発電電力量と消費電力量の将来予測を行ない、それぞれを積み上げ、最後に総量を比較した。将来予測に際しては指数成長モデルを基本としたが、ごみ焼却施設の処理能力の成長の予測に関しては、施設の稼働率に着目する新しい手法に従った。

逆潮流電力量に大きな影響を与える全発電電力量と全消費電力量の間の均衡は、1993年から1995年の間で達成されることを予測した。また、2010年では全発電電力量は全消費電力量の3倍になり、逆潮流電力量は18TWhの規模になることを予測した。

## 第9章 ごみ焼却発電

### 9章の文献

- (1) J.Toyoda, H.Saitho & A.Sasaki, "Mixed Electric Energy Supply System Including Utility and Non-Utility Generation", An International Conference on Power Industry Technology and Management Strategies for the 21st Century, pp.119-124, May 1992.
- (2) 厚生省：「厚生白書」，pp.14-57，平成2年版。
- (3) 日本統計年鑑，第33回～第44回，1983年～1991年。
- (4) 厚生省水道環境部環境整備課編集：「データブック・廃棄物処理施設・平成1」，環境産業新聞社(1989)。
- (5) 萩原，山田，井上：「未利用エネルギー[ごみ焼却発電]」，火力原子力発電，Vol.42.，No.10，pp.1415-1428 (1991)。
- (6) 電気事業便覧：「主要物資電力原単位表」，電気事業連合会統計委員会編，日本電気協会発行，平成2年版，p.123 (1990)。
- (7) 土屋：「ごみ処理施設の電力関連統計」，第9回電気設備学会研究会研究発表会論文，E-8 (1991)。
- (8) B.G.A.Skrotzki & W.A.Vopat, "Power Station Engineering and Economy", McGraw-Hill Book Company, pp.27-30, 1960.
- (9) 厚生省生活衛生局水道環境部環境整備課編：「日本の廃棄物 '91」，pp.83-86, 1991.
- (10) S.Fukuda & H.Haneda; "Power Generation Sytem Utilizing Refuse Derived Fuel from Municipal Solid Waste", An International Conference on Power Industry Technology and Management Strategies for the 21st Century, pp.203-208, May 1992.
- (11) 電気事業審議会需給部会中間報告：「2000年度・2010年度の電源開発および電力供給目標」，電気事業便覧，電気事業連合会統計委員会編，pp.270-271, 平成2年版。



## 第10章 総括

### 10.1 まえがき

近年の自家発電システムならびに新型の分散型発電システムの急速な発展は、電力供給市場を競争型の社会へと変えつつある。また、電力供給の問題は電力化率の上場した今日、地球環境保護の問題と複雑にからみあい、エネルギーシステムの根本的な問題となりはじめている。ここで電力需要と電気料金という古典的な問題は、新たな対応が求められている。すなわち、電力の供給者である電気事業側からのトップダウン型のマクロな電力需給の研究のみならず、需要家側からのボトムアップ型のミクロなアプローチも大きな意味を持ちはじめている。

このような状況をふまえ、本論文は電気事業の将来像をより明確にする目的で、需要家の側面から再検討を試みたものである。主として系統電力依存型電力需要家の電力需要の統計分析、同需要家の料金制度への反応および自家発電需要家の行動という、大きく異なる3つの視点から需要家行動の数理分析を実施した。以下では、本研究で得られた主要な成果を示し、最後に、今後促進が期待される研究課題について述べる。

### 10.2 本研究で得られた知見

#### <10.2.1> 電力需要の統計分析

(1) 周波数スペクトル分析 学校と公共団体庁舎の2つの異なる需要家を対象に、電力需要のスペクトル分析を行なった。対象とする需要家はともに日常の業務がほぼ固定化していることもあり、卓越スペクトルで特徴付けられることが判明した。またデマンド変動のスペクトルの抽出にはMEMが適していることを明らかにした。さらに年間電力量推定に際しては、卓越スペクト

## 第10章 総括

ル集合を用いることで、演算速度が向上することを示した。スペクトル解析結果では、電力需要のデマンド変動の卓越スペクトル群は次数の-2乗から-3乗で通減することを確認した。またモデルから計算される日電力量と計測値の残差平方和の値と、計算に要する次数総数の積は、卓越スペクトルモデルが低次数モデルに比較して演算効果が高く、モデルとしての優位性を認めた。

(2) 主成分分析 複数年度にわたる電力需要の主成分分析では、電力需要変動に係わる特有の主成分が検出されることを示した。さらに、得られた主成分値をもとにスコアを求め、これに非線形特徴強調処理を施すことで、固有・ピーク・特異日の3種類の電力需要特性図を作成する手法を示した。

#### <10.2.2> 料金制度への反応

(1) 季時別料金制度 季時別料金制度の導入の可否を決める一つの指標となるブレークイーブンkW/manの考え方を示すとともに、1人当たり需要電力の概数を明らかにした。この考え方に基づき、主要鉱工業の電力需要の型は電力集約形と労働集約形の2つに大別できることを示した。さらに製造業を対象とする電力コストの最適化の問題は、季時別料金制度と人件費を考慮にいたった総コスト最小化に関するLP問題として構築できることを示した。需要家の経費節約のメリットを高めることと、電気事業者にとってのメリットであるオフピーク電力量率を増加させることに、季時別料金制度でのオン・ピークとオフピークの料金比が大きく関わっていることを明らかにした。

(2) 変動基本料金制度 変動基本料金制度は負荷率の著しく低い需要家にとって、電力コスト意識を高める制度として作用し、オンピーク期の需要抑制効果を持つことを示した。さらに、本制度は現行の料金制度との共存による相乗効果が期待できることも示した。あわせて本制度を導入する際に供給側・需要側双方が留意すべき点を明らかにした。

#### <10.2.3> 自家発電需要家の行動

(1) 逆潮流許容下での自家発電最適運用 年間総電力コストを算定するための非線形最適化モデルを提案した。潮流モードを順潮流、逆潮流、および複合潮流の3つのモードに分類し、購入電力量単価、販売電力量単価、自家発



電燃料単価および自家発電建設単価のそれぞれの大きさの関係が、潮流モードを大きく変える要因であることを明らかにした。

(2) 燃料費不確定性のもとでの自家発電最適運用 系統依存型（順潮流型）の自家発電需要家の年間総電力コストの要因を分離する、新しい分析手法を提示した。燃料コストの不確定性要因は、最適な自家発電設備容量・運用法等に大きな影響を持ち、その考慮が自家発電需要家にとって重要であることを明らかにした。一方、季時別料金制度の導入は自家発電の拡大の抑制につながることを示した。

(3) ごみ焼却発電 日本国内のごみ焼却発電とその逆潮流電力量の長期予測モデルを構築した。そこでは個別のごみ焼却施設の発電電力量と消費電力量の2つの伸びから、将来の逆潮流電力量の予測を行なった。全発電電力量と全消費電力量の均衡は1993年～1995年の間で達成されることを予測した。また、2010年では全発電電力量は全消費電力量の3倍になり、全逆潮流電力量は18TWhの規模になることを予測した。

### 10.3 今後の課題

本研究で対象とする需要家は、連続する電力需要変動の計測の比較的容易なところに限った。今後は需要家の種類と幅を一層広げつつ、一般性の高い電力需要理論の構築が期待される。以下には、現時点で考えられる課題を記す。

- (1) 計測対象とする需要家の枠の拡大が課題である。すなわち、今後は異なる需要家、ならびに自家発電需要家等を対象として、購入・発電・逆潮流電力のそれぞれを統計分析し、需要家に内在する特性を一般化することが課題である。また新しい分析手法の開発も課題である。
- (2) 主成分分析による、電力需要に内在する特徴の精密な検討が課題である。さらに固有ベクトルの分析ならびに予測手法への応用が求められる。また自家発電需要家にあてはめて検討することも課題である。
- (3) 季時別料金制度はわが国で1988年に開始しているが、経験年数は浅い。

### 第10章 総括

また、1992年（平成4年）6月より、家庭用電力需要を対象とする季時別料金制度が開始した。産業電力需要と家庭電力需要を融合する季時別料金制度のモデル化が新たな課題である。

- (4) 自家発電需要家を対象とする、年間総電力コスト算定の非線形最適化モデルの短所は、求解時間が長いことであり、この短縮化が課題である。
- (5) 第8章では燃料費と電力量料金との間の不確定性に対して、問題を簡単にするためのいくつかの仮定をおいた。今後は、さらに現実性を高めるモデルの構築が課題である。
- (6) ごみ焼却発電の逆潮流電力量推定では、リサイクル運動の高まり、経済成長の変化、ごみ焼却施設建設のための国庫補助金の増減などの要因を考慮する、より現実的なモデルの構築が課題である。
- (7) 21世紀に向け、グローバルな環境問題を背景に分散型電源の役割が強まりつつある。ここでは実時間料金制度、託送料金制度等との整合、分散型電源開発のための補助金の導入などの政策措置の役割をも含めた、政策モデルの構築が課題である。



## 謝 辞

本研究を行なうにあたり、終始懇切なるご指導を賜る豊橋技術科学大学教授 工学博士 榊原建樹 先生に心からの感謝の意を表します。

また研究を進めるにあたり、本研究のきっかけを与えていただきました八戸工業高等専門学校名誉教授 佐川吉男 先生に感謝いたします。また広範な視野から懇切なるご指導を賜る 東京大学教授 工学博士 茅陽一 先生に心より感謝申し上げます。

本論文を完成するにあたり有益なご助言をいただきました豊橋技術科学大学教授 工学博士 小嶋正光 先生、同大学教授 工学博士 阿部健一 先生、同大学助教授 学術博士 氷鉋揚四郎 先生に厚くお礼申し上げます。

研究の推進に際しては、電力中央研究所専門役 工学博士 山地憲治 氏、同研究所主査研究員 浅野浩志 氏、東京電力株式会社社員 前田章 氏、東北大学教授 工学博士 豊田淳一 先生、東京理科大学工学部助教授 工学博士 森俊介 先生、北里大学獣医畜産学部講師 農学博士 皆川秀夫 先生、東京大学工学部助手 工学博士 松橋隆治 先生には、数多くの有益なご示唆、ご指導ならびに協力をいただきました。ここに改めて感謝申し上げます。また本研究を進めるにあたり、卒業研究の一部としてソフトウェア作成にご協力をいただいた豊橋技術科学大学学生 松下真治 氏（現在同大学大学院生）に厚くお礼申し上げます。

さらに、豊橋技術科学大学で研究の機会を与えていただきました 学長 工学博士 佐々木慎一 先生、副学長 工学博士 高橋正 先生には心より感謝申し上げます。さらに、電気・電子工学系と情報工学系の教官、技官、事務官の方々には日々ご指導・ご鞭撻をいただきました。また、八戸工業高等専門学校校長 工学博士 穴山武 先生、第3代校長名誉教授 工学博士 玉手統 先生をはじめ同校電気工学科の教職員諸氏には格別のお礼を申し上げます。

本研究で使用した電力需要のデータは、八戸工業高等専門学校、青森県、八戸市、株式会社日立製作所、八戸水産加工業協同組合、豊橋市、名古屋市、また電気料金関連の資料は中部電力株式会社、東北電力株式会社、東京電力株式

## 謝辞

会社の各方面のご協力をいただきました。厚くお礼申し上げます。

最後に、お世話になりました 豊橋技術科学大学電気・電子工学系 榊原研究室、東京大学工学部電気工学科 茅研究室の教官、技官、大学院生、学生諸氏にお礼申し上げます。両研究室の今後の一層の発展を祈念し、謝辞とします。



# 索引

## あ 行

エネルギー間競合 ..... 1  
演算速度比 ..... 24  
大口需要家 ..... 55  
オフピーク ..... 111  
オフピーク電力量率 ..... 61  
オンピーク ..... 111

## か 行

稼働率 ..... 133  
規制緩和 ..... 6  
規模の経済性 ..... 6  
季節別時間帯別料金制度 ..... 5  
季時別料金単価設定 ..... 59, 111  
境界係数 ..... 24  
逆潮流モード ..... 92, 95  
逆潮流電力量 ..... 141  
クロススペクトル ..... 19  
契約電力 ..... 75  
系統連系技術要件ガイドライン .. 127  
経済運用 ..... 2  
コージェネレーション ..... 9  
コヒーレンス ..... 19  
高圧電力甲 ..... 83  
高圧電力乙 ..... 55, 83  
公益事業規制政策法 ..... 3  
購入電力基本料金単価 ..... 92  
ごみの燃焼カロリー ..... 133

固有電力需要特性図 ..... 46, 51

固有値 ..... 44  
固有ベクトル ..... 44

## さ 行

最大需要比 ..... 75  
収入中立 ..... 58  
自家発電需要家 ..... 90  
自家発電設備容量 ..... 92  
自家発電燃料単価 ..... 92  
実時間料金制度 ..... 9  
設備利用率 ..... 132  
主成分分析 ..... 43  
自家発電建設単価 ..... 92  
順潮流モード ..... 92, 93  
主成分 ..... 44  
成長モデル ..... 64, 128  
スコア ..... 43  
節約率 ..... 80  
尖度 ..... 17  
相関係数 ..... 19

## た 行

卓越スペクトル次数集合 ..... 24  
託送 ..... 7  
卓越スペクトルモデル ..... 22  
積み上げ法 ..... 139  
デマンドサイドマネジメント . 5

# 索引

## ま 行

ミドルピーク ..... 111

## や 行

誘導単価 ..... 113  
揺らぎ成分 ..... 2

## ら 行

料金比 ..... 59  
労働集約型 ..... 58  
ロードマネジメント ..... 3

## アルファベット

CGS ..... 8  
DFT ..... 25  
DSM ..... 5  
EPRI ..... 3  
ELD ..... 2  
FFT ..... 35  
IDFT ..... 25  
LM ..... 3  
LP ..... 62  
MEM ..... 22  
PC ..... 44, 48  
PURPA ..... 3  
TOUP ..... 5

デマンド時限 ..... 16

デマンドマップ ..... 32

低次次数集合 ..... 38

電力デマンド ..... 16

電力原単位 ..... 75, 131, 140

電力集約型 ..... 58

電力量料金不確定性 ..... 108

特異日電力需要特性図 ..... 51

特徴強調処理 ..... 47

## な 行

日電力量 ..... 26  
熱電併給発電 ..... 9  
燃料費不確定性 ..... 108  
年間総電力量 ..... 26  
年間総電力コスト ..... 91  
年経費率 ..... 91

## は 行

パワースペクトル ..... 21  
発電端熱効率 ..... 133  
販売電力 ..... 92  
ピーク電力需要特性図 ... 46, 51  
一人当り需要電力 ..... 56  
歪度 ..... 17  
非線形計画法 ..... 91  
ブレークイーブンkW/man .... 56  
複合潮流モード ..... 96  
分散型電源 ..... 8  
変動基本料金制度 ..... 73



本研究に関する発表論文

章	論文題目	発表学会誌名等	共著者
2	八戸高専の受電設備における卓越スペクトルによる年間総電力量の推定	電気設備学会誌 第6巻第1号 pp. 3-10 (1986).	
3	公共団体庁舎の受電設備のデマンドモデル	電気学会論文誌B 107巻4号, p. 209 (1987).	
4	市庁舎の電力需要の主成分分析とその応用	電気設備学会誌 7巻6号, pp. 13-19 (1987).	
5	産業電力需要と季時別料金制度	電気学会論文誌B 109-B巻, No. 12., pp. 545-551 (1989).	茅 陽一
6	変動基本料金制度下での負荷平準化	電気学会電力技術研究会, PE-90-122, pp. 51-60 (1990).	
7	逆潮流許容下での自家発電最適運用のコスト要因と潮流モード	電気設備学会 投稿中.	榊原建樹
8	燃料費不確定性のもとで季時別料金制度を導入する自家発電需要家の最適運用	電気学会論文誌B 112-B巻, No. 12. (1992), 掲載決定.	榊原建樹 茅 陽一
9	A Model for Evaluating the Reverse-Power-Flow Energy of Refuse-Fired Power Generation in Japan	IEEE Power Eng. Society 1993 Winter Meeting 受理済。	T.Sakaki- bara



